

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ В.В. Кирик

«__» _____ 201__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Децентралізована система автоматичного управління споживанням електричної енергії

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕС-61м
(шифр групи)

_____ Бахмачук Павло Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Кацадзе Теймураз Луарсабович

(посада, наукова ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

(посада, наукова ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-науковою програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)
«__» _____ 201__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Бахмачуку Павлу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Децентралізована система автоматичного управління споживанням електричної енергії»,

науковий керівник дисертації _____ к.т.н., доц. Кацадзе Т.Л.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «21» березня 2018 р. №981-С

2. Строк подання студентом дисертації «16» травня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: електричні мережі Миколаївобленерго номінальною напругою 10 та 0,4 кВ.

4. Предмет дослідження: вплив встановлення автоматизованих вузлів індукційного нагрівання на добові графіки споживання електричної енергії.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Аналіз іноземних та вітчизняних публікацій по темі регулювання графіків навантаження. 2. Розглянути методи регулювання ГЕН. Ознайомитись з структурою та особливостями побудови САЧРП. 3. Розробка імітаційних моделей електричних мереж номінальною напругою 10 та 0,4 кВ для побудови і аналізу графіків навантаження. 4. провести моделювання роботи електричних мереж в різний час доби за умов наявності і

відсутності споживачів-регуляторі. 5. Побудувати ГЕН для різних режимів роботи електричних мереж, провести їх аналіз.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Структура потужностей генерації в об'єднаній енергосистемі України. 2. Структура споживання електроенергії в об'єднаній енергосистемі України. 3. Зовнішній вигляд і принцип дії вузла індукційного нагріву. 4. Технічні характеристики автоматизованого вузла індукційного нагріву. 5. Схема електричної мережі 0,4 кВ ТП-804. 6. Схема електричної мережі 10 кВ Миколаївобленерго. 7. Добові графіки електричних навантажень мережі 0,4 кВ ТП-804. 8. Добові графіки електричних навантажень мережі 10 кВ.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Кацадзе Т.Л., Бахмачук П.С. Регулювання споживання електричної енергії установками з акумулюванням тепла // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики». – 2017. – с. 188-191. 2. Бахмачук С.В., Бахмачук П.С. Децентралізована система електроіндукційного нагріву з теплоаккумуляцією як інструмент подолання «зелено-вугільного парадоксу» // Сучасні проблеми економіки і підприємництва. – 2018. (прийнята на публікацію).

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	к.т.н., доц. Кацадзе Т.Л		

9. Дата видачі завдання «__»_____20__р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз публікацій по темі регулювання ГЕН.	28.11.2016-17.03.2017	
2	Розгляд методів регулювання ГЕН. Ознайомлення з структурою САЧРП.	23.04.2017-19.05.2017	
3	Розробка імітаційних моделей електричних мереж номінальною напругою 10 і 0,4 кВ.	18.10.2017-25.10.2017	
4	Визначення місць розміщення вузлів індукційного нагріву.	26.10.2017-19.12.2017	
5	Перевірка параметрів режиму мереж 10 і 0,4 кВ.	05.02.2018-23.02.2018	
6	Побудова і аналіз добових ГЕН.	26.02.2018-23.03.2018	
7	Оформлення отриманих результатів.	02.04.2018-27.04.2018	
8	Оформлення технічних креслень.	30.04.2018-11.05.2018	

Студент

(підпис)

Бахмачук П.С.

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Кацадзе Т.Л.

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 114 сторінці формату А4, яка включає в себе 27 рисунків, 25 таблиць, 15 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В дисертації розглянуто процес формування графіків електричних навантажень, їх вплив роботу енергосистем, а також засоби підвищення ефективності регулювання і покриття графіків навантажень. Проведено моделювання варіантів встановлення вузлів індукційного нагріву, як елементів децентралізованої системи управління споживанням електричної енергії в мережах номінальною напругою 0,4 та 10 кВ при змінних рівнях споживання електроенергії в різний час доби.

Актуальність теми. Для добових графіків електричних навантажень ОЕС України характерною ознакою є велика різниця між показниками пікового і мінімального навантаження. В останні часи тенденція зростання різниці між вечірнім максимумом і нічним мінімумом споживання електричної енергії все більше зростає, за умов скорочення обсягів доступної маневреної потужності. Більшість сучасних систем регулювання потужності будується з залученням так званих генераторів-регуляторів, які мають достатньо високий рівень швидкодії, але побудова такої системи у сучасних економічних умовах України буде потребувати значних фінансових і часових затрат. В зв'язку з цим, виникає необхідність в розробленні методів зменшення різниці величини показників пікового і мінімального навантаження, які можуть бути реалізовані за рахунок системи керування споживанням електричної енергії.

Метою магістерської дисертації є розробка децентралізованої системи автоматичного управління споживанням електричної енергії для вирівнювання добових графіків навантаження електричних мереж.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні **задачі**:

– аналіз існуючих графіків навантаження енергосистем;

- огляд груп споживачів, що можуть бути використані як регулятори;
- складання в POWER FACTORY моделі електричних мереж 10 та 0,4 кВ;
- проведення моделювання варіантів встановлення споживачів-регуляторів;
- аналіз результатів організації системи керування електроспоживанням.

Об'єкт дослідження: електричні мережі Миколаївобленерго номінальною напругою 10 та 0,4 кВ.

Предмет дослідження: зміна режимних параметрів та графіків електричних навантажень внаслідок встановлення вузлів індукційного нагріву.

Методи дослідження. В основу роботи покладено імітаційне математичне моделювання процесів зміни величини потужності споживання електричної енергії та режимних параметрів мережі у розрізі однієї доби. Обробка результатів дослідження виконувалася з використанням сучасного прикладного програмного комплексу POWER FACTORY.

Наукова новизна результатів полягає в розробленні ефективних шляхів ущільнення графіків електричних навантажень без внесення значних конструктивних змін в існуючу структуру електричних мереж та наглядному аналізі впливу впровадження даної системи на зміну добового навантаження електричних мереж.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Кацадзе Т.Л., Бахмачук П.С. Регулювання споживання електричної енергії установками з акумулюванням тепла // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 188-191.

2. Бахмачук С.В., Бахмачук П.С. Децентралізована система електроіндукційного нагріву з теплоаккумуляцією як інструмент подолання «зелено-вугільного парадоксу» // Сучасні проблеми економіки і підприємництва. – 2018. – (прийнята на публікацію).

ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ, СПОЖИВАЧІ РЕГУЛЯТОРИ, ПОТУЖНІСТЬ ГЕНЕРАЦІЇ, ВУЗОЛ ІНДУКЦІЙНОГО НАГРІВУ, ВИРІВНЮВАННЯ СПОЖИВАННЯ.

ABSTRACT

Master's thesis consists of an explanatory note and graphical part. The explanatory note is made up of 114 pages of A4 format; includes 27 figures, 25 tables, 15 references. The graphical part contains 8 sheets of A1 format technical drawings.

In the dissertation the process of formation of schedules of electric loads, their influence on the work of power systems, as well as means of increasing the efficiency of regulation and coverage of load schedules are considered. The simulation of variants of installation of induction heating units as elements of a decentralized system for controlling the consumption of electric energy in networks with nominal voltage of 0.4 and 10 kV at varying levels of electricity consumption at different times of day is carried out. The recommendations for the optimal choice of time for the use of consumer power-regulators have been formed to achieve the effect of maximizing the alignment of the schedule of electrical loads.

Relevance of the topic. For the daily charts of the electrical loads of the UES of Ukraine, a distinction is made between the peak and the minimum load, which in most cases leads to complications in controlling the balance of consumption and generation of electric energy as well as problems with frequency regulation in the power system. In recent times, the growth trend of the difference between the evening high and the night minimum of electric energy consumption is increasing, with the reduction of available maneuverable power. Most modern power regulation systems are built with the involvement of so-called regulator generators, which have a sufficiently high level of performance, but the construction of such a system in modern economic conditions in Ukraine will require significant financial and time costs. In this connection, there is a need to develop methods for reducing the difference between the values of peak and minimum load values, which can be realized at the expense of the system for controlling the consumption of electric energy.

The purpose of the master's thesis is the development of a decentralized system for the automatic control of electric energy consumption for the equalization of daily schedules of load of electric networks.

To achieve this goal, the following tasks must be solved:

- analysis of existing load schedules of power systems;
- review of consumer groups that can be used as regulators;
- assembly in the environment of POWER FACTORY model of electric networks 10 and 0,4 kV;
- simulation of options for the installation of consumer regulators;
- analysis of results and development of recommendations for the organization of the system of electric energy consumption management.

Object of the study: electric networks rated voltage of 10 and 0.4 kV.

Subject of the study: change of regime parameters and schedules of electrical loads due to the installation of induction heating units.

Methods of research. The basis of the work is the simulation mathematical modeling of the processes of changing the power consumption of electric energy and the regime parameters of the network in the context of one day. The processing of the research results was carried out using the modern application software complex POWER FACTORY.

The scientific novelty of the results consist of developing an effective ways of consolidating the schedules of electrical loads without introducing significant structural changes in the existing structure of electrical networks and a visual analysis of the impact of the introduction of this system on the change in the daily load of electrical networks.

Publication on research topic:

1. Katsadze T.L., Bakhmachuk P.S. (2017). Protection of 35 kV overhead transmission lines from the induced lightning overvoltage. *Mizhnarodnyj naukovo-tehnichnyj zhurnal molodyh vchenyh, aspirantiv i studentiv «Suchasni problemy elektroenergetehnyky ta avtomatyky»*, 188-191 (ukr).

2. Bakhmachuk S.V., Bakhmachuk P.S. (2018). Decentralized electroindustrial heating system with heat accumulation as tool to overcome «green-coal paradox», 1 (ukr).

ELECTRIC LOADS SCHEDULES, CONSUMER REGULATORS, POWER GENERATION, INDUCTION HEATER, CONSUMPTION VALUATION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	10
ВСТУП.....	11
1 ОГЛЯД СТАНУ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ З ТОЧКИ ЗОРУ РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ПОКРИТТЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ.....	12
1.1 Сучасний стан ОЕС України. Особливості і структура генерації та споживання електричної енергії.....	12
1.2 Оцінка резервів потужності в ОЕС України.....	17
1.3 Проблеми пов'язані з покриттям графіку електричних навантажень в ОЕС України.....	19
Висновки до розділу 1.....	24
2 ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ СПОЖИВАННЯМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЯК ЕЛЕМЕНТ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ І ПОТУЖНОСТІ.....	25
2.1 Огляд системи автоматичного регулювання частоти і потужності в Україні і світі.....	25
2.2 Вимоги до функціонування системи автоматичного регулювання частоти і потужності.....	26
2.3 Основні недоліки системи автоматичного регулювання частоти і потужності в Україні.....	27
2.4 Особливості процесу приєднання ОЕС України до об'єднаної енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.....	29
2.5 Варіанти організації ефективної системи регулювання частоти і потужності в Україні.....	30
2.6 Автоматизовані вузли електроіндукційного з автодиспетчеризацією у якості одиниці системи децентралізованого керування споживанням електричної енергії.....	33

2.7 Принцип дії індукційного нагріву води струмом промислової частоти.....	38
Висновки до розділу 2.....	51
3 РОЗРАХУНОК ВПЛИВУ ВСТАНОВЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ ВУЗЛІВ ЕЛЕКТРОІНДУКЦІЙНОГО НАГРІВУ НА РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ І ГРАФІКИ ДОБОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ МИКОЛАЇВОБЛЕНЕРГО.....	52
3.1 Опис заходів що пропонуються до впровадження для вирівнювання добового графіку навантаження.....	52
3.2 Загальні методи та алгоритми аналізу режимних параметрів розподільних мереж.....	53
3.3 Програмне середовище аналізу режимів PowerFactory.....	60
3.4 Розрахунок режимних параметрів діючої розподільної мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 в період вечірнього максимуму навантаження, без встановлення індукційних вузлів нагрівання (ВЕНА).....	65
3.5 Розрахунок режимних параметрів діючої розподільної мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 в період нічного мінімуму навантаження, без встановлення індукційних вузлів нагрівання (ВЕНА).....	80
3.6 Розрахунок режимних параметрів діючої розподільної мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 в період нічного мінімуму навантаження, за умови встановлення індукційних вузлів нагрівання (ВЕНА).....	95
Висновки до розділу 2.....	111
ВИСНОВКИ.....	112
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	113
ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ НА ПЛАГІАТ.....	115

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АЕС – атомна електростанція

АЧРП – автоматичне регулювання частоти і потужності

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС – вітрова електростанція

ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція

ГЕС – графік електричних навантажень

ГК – генеруюча компанія

КЕС – конденсаційна електростанція

ОЕС – об'єднана енергетична система

САРЧП – система автоматичного регулювання частоти і потужності

СЕС – сонячна електростанція

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ТЕС – теплова електростанція

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity

ТЕЦ ГК – КЕС генеруючих компаній

БіоЕС – електростанції на біопаливі

ТГ – турбогенератор

ВСТУП

Як відомо, електроенергія в силу цілого ряду економічних і екологічних факторів все дорожче обходиться людству, а також в силу свої фізичних властивостей, на даному етапі розвитку науки і техніки цей вид енергії не може бути накопичений в великих масштабах. Дотримання балансу споживання і генерації електричної енергії є одним із головних факторів стабільної і надійної роботи енергосистем. З цих причин завдання оптимізації роботи електромереж та стають все більш актуальними.

Економічна ефективність енергосистеми багато в чому визначається характером графіку електричного навантаження, вирівнювання якого не може бути мимовільним випадковим процесом. даний процес вимагає проведення цілеспрямованих заходів з відповідним матеріальним і фінансовим забезпеченням. Брати участь у оптимізації і регулюванні графіків електричних навантажень повинні всі учасники ринку електроенергії: держава, енергосистема, споживачі.

Для вирівнювання графіків навантаження вельми ефективно використання споживачів-регуляторів. Споживач-регулятор навантаження – це споживач електричної енергії, режим роботи якого передбачає можливість обмеження електроспоживання в години максимуму навантаження і збільшення споживання електроенергії в години мінімуму.

Метою роботи є аналіз впровадження децентралізованої системи автоматичного управління споживанням електричної енергії для вирівнювання добових графіків навантаження електричних мереж на основі імітаційних моделей електричних мереж номінальною напругою 10 та 0,4 кВ та дослідження змін в графіках електричних навантажень.

В даній роботі проведені імітаційне математичне моделювання процесів зміни величини потужності споживання електричної енергії та режимних параметрів електричних мереж у розрізі однієї доби. Дослідження виконувалася з використанням сучасного прикладного програмного комплексу POWER FACTORY.

1 ОГЛЯД СТАНУ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ З ТОЧКИ ЗОРУ РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ПОКРИТТЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

1.1 Сучасний стан ОЕС України. Особливості і структура генерації та споживання електричної енергії

Основою електроенергетики України є об'єднана електроенергетична система України (ОЕС), яка здійснює централізоване енергопостачання власних споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорт електроенергії.

Електроенергетична система - це сукупність електрообладнання енергетичної системи та об'єднаних загальним режимом споживачів і виробників електричної енергії які становлять єдине ціле.

Відповідно до Закону України "Про електроенергетику" одним з основних напрямків державної політики в електроенергетиці є збереження цілісності та забезпечення ефективного і надійного функціонування ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно-технологічного) управління нею. Забезпечення виконання вищезазначених функцій покладено на Державне підприємство НЕК "Укренерго".

Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2016 року складає (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим») 55,5 тис. МВт, з яких 61,4% припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,8% – на атомні електростанції (АЕС), 11,1% – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), 2,7% – на електростанції, які працюють на альтернативних джерелах палива і енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС).

Основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в п'яти енергогенеруючих компаніях – ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які разом

експлуатують 14 ТЕС на яких встановлені блоки одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та три великі ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6) з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт. Загальна кількість енергоблоків ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4 шт, 150 МВт – 6 шт, 200 МВт – 42 шт, 250 МВт – 5 шт, 300 МВт – 42 шт, 800 МВт – 7шт. [1]

ДП «НАЕК «Енергоатом» здійснює керування чотирма атомними електростанціями, в експлуатації яких перебувають 15 енергоблоків. З п'ятнадцяти енергоблоків, які здійснюють генерацію електричної енергії, 13 – використовують реактори ВВЕР-1000 потужністю по 1 000 МВт і 2 – реактори ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. [2] Окрім того, на балансі ДП «НАЕК «Енергоатом» знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати та Олександрівська ГЕС, яка теж експлуатує 2 гідроагрегати.

ПАТ «Укргідроенерго», здійснює управління каскадами гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер, загальна кількість гідроагрегатів яких становить 103 одиниці. На річці Дніпро розташовані: Київська ГЕС, Канівська ГЕС, Кременчуцька ГЕС, Середньодніпровська ГЕС, Дніпровська ГЕС, Каховська ГЕС та Київська ГАЕС. На річці Дністер розташовані: Дністровська ГЕС та Дністровська ГАЕС.

Магістральні та міждержавні електричні мережі ОЕС України мають протяжність близько 23,0 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ. У підпорядкуванні магістральних електричних мереж також знаходяться 137 трансформаторних підстанцій загальною потужністю 78,6 тис. МВА. Протяжність розподільчих електричних мереж складає близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4–150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6–150 кВ.

В ОЕС України діє єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею та розподіленням електричної енергії. Централізована диспетчерська система об'єднує роботу всіх рівнів оперативно-диспетчерського управління, які діють в електроенергетичній галузі ОЕС України. Функції диспетчерського управління об'єднаною енергетичною системою

України покладено на державне підприємство НЕК "Укренерго" та її підрозділи. Централізоване диспетчерське управління поширюється на суб'єкти підприємницької діяльності, об'єкти електроенергетики яких підключені до об'єднаної енергетичної системи України. [1] Централізована диспетчерська система ОЕС України виконує функції:

- 1) Забезпечення надійної паралельної роботи електричних станцій у складі ОЕС України;
- 2) Підтримки надійної паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами сусідніх держав;
- 3) Підтримки балансу режиму споживання і генерації електричної енергії в ОЕС України;
- 4) Забезпечення надійної та безперервної передачі електроенергії через основні мережі ОЕС України енергопостачальним компаніям та споживачам, що живляться від основної мережі ОЕС України;
- 5) Забезпечення енергетичної безпеки України.

ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдова та Російської Федерації (ОЕС Центру та ОЕС Півдня). Електричні зв'язки між ОЕС України та сусідніми енергосистемами здійснюються по мережах напругою 110-750 кВ.

Окремо слід виділити так званий «Бурштинський енергетичний острів», що включає в себе Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теребле-Рікську ГЕС). Систему Бурштинського енергетичного острова синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі і розподілення електроенергії (ENTSO-E).

ОЕС України об'єднує в паралельну роботу теплові, атомні, гідравлічні, вітрові та сонячні електростанції сумарною встановленою потужністю, яка станом на кінець 2017 року складає 55,3 ГВт (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим»), у тому числі. Кількісні показники генеруючих потужностей ОЕС України у відповідності до джерел генерації приведені у табл. 1.1 і рис. 1.1.

Таблиця 1.1 – Зміна фактичної потужності генерації в ОЕСУ за останні роки

№ п.п.	Найменування показника	на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017
Всього (МВт), у тому числі:		54 826	54 957	55,3
1	ТЕС ГК	27 700	27 809	27 845
2	ТЕЦ, блок-станції та інші джерела	6 599	6 443	6 469
3	ГЕС	4 689	4 896	4 711
4	ГАЕС	1186	1 509,5	1 509,5
5	АЕС	13 835	13 835	13 835
6	Електростанції на альтернативних джерелах енергії (СЕС, ВЕС, БіоЕС), всього	841	960	1 168

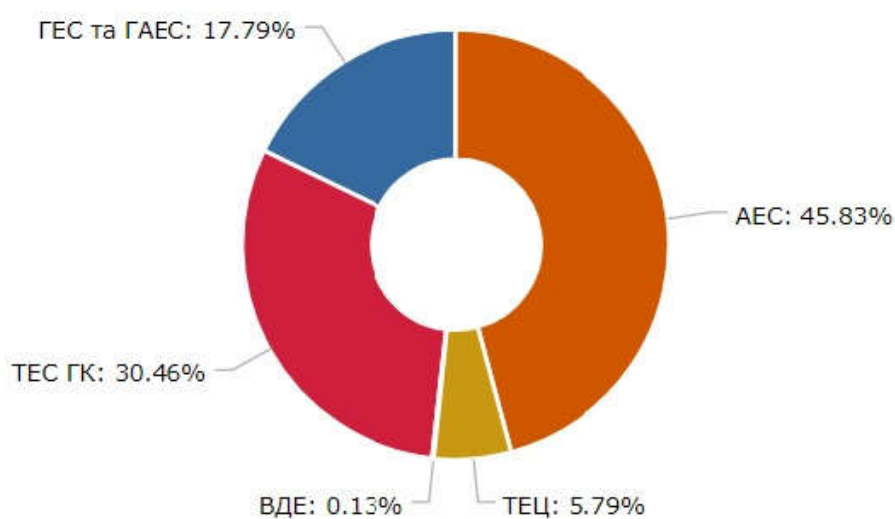


Рисунок 1.1 – Структура генерації ОЕС України на максимум енергоспоживання за 31.12.2017 р.

Протягом наступних 10 років, за прогнозами фахівців, очікується значне збільшення генеруючих потужностей електростанцій, що працюють на відновлювальних джерелах енергії. [2] Наразі встановлена потужність ВДЕ в ОЕС

України становить: ВЕС – 438,5 МВт, СЕС – 458 МВт, БіоЕС – 64,6 МВт. Прогноз розвитку відновлювальних джерел генерації в ОЕС України представлено в табл. 1.2

Таблиця 1.2 – Зміна встановленої потужності ВЕС та СЕС за мінімальним сценарієм їх розвитку, ГВт

Рік	2020	2025	2030	2035	2040
ВЕС	0.83	1.18	1.43	1.68	1.93
СЕС	0.86	1.56	2.06	2.56	3.06

У табл. 1.3 наведені данні щодо зміни обсягів виробництва електроенергії в ОЕС України з розбиттям по джерелам генерації з 2012 р. по 2016 р.

Таблиця 1.3 – Структура і обсяги виробництва електроенергії по ОЕС України за 2012-2016 роки, млрд.кВт.год

Роки	Усього	АЕС	%	ТЕС і ТЕЦ	%	ГЕС і ГАЕС	%	Блок-станції і комунальні ТЕЦ	%	ВЕС СЕС та БіоЕС	%
2012	198.1	90.1	45.5	88.6	44.7	10.8	5.5	8.0	4.0	0.6	0.3
2013	193.6	83.2	43.0	86.6	44.7	14.2	7.3	8.3	4.3	1.2	0.6
2014	181.9	88.4	48.6	75.0	41.2	9.1	5.0	7.8	4.3	1.7	0.9
2015	157.3	87.6	55.7	55.2	35.1	6.8	4.3	6.1	3.9	1.5	0.9
2016	154.8	80.9	52.3	56.6	35.6	9.1	6.0	5.6	3.7	1.5	1.0

Структура генеруючих потужностей ОЕС України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності в енергосистемі є неоптимальною. Така ситуація зумовлена наступними основними факторами:

- 1) Значна частка генерації АЕС, які, згідно технологічного регламенту експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до регулювання;
- 2) Зменшення маневреності енергоблоків ТЕС, що працюють на твердому паливі (старіння і незадовільний технічний стан обладнання, погіршення якості палива);

3) Розвиток генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з відновлювальних джерел. Особливістю таких станцій є змінний і непередбачуваний графік роботи, що обумовлюється природними факторами. Сумарна встановлена потужність генерації з ВДЕ у 2014 -2015 роках зросла на 166 МВт (25,7%).

1.2 Оцінка резервів потужності в ОЕС України

Аналіз балансів потужності і структури генерації ОЕС України показує, що існуючі генеруючі потужності можуть забезпечувати покриття прогнозованих річних максимумів навантаження при виконанні запланованих обсягів нового будівництва об'єктів енергетики, реконструкції вугільних енергоблоків ТЕС (з одночасним вирішенням проблем забезпечення їх паливом) та за умови оптимального планування графіку технічного обслуговування (ремонт, продовження ресурсу роботи) енергоблоків АЕС.

Для забезпечення нормального функціонування енергосистеми України в режимах з аномально низькою температурою зовнішнього середовища (режими абсолютних зимових максимумів навантаження) залишається необхідність введення в роботу газо-мазутних енергоблоків, що створює потребу підтримання їх у робочому стані під час перебування в резерві (консервації). [2] Також, у зв'язку з інтенсивним розвитком енергогенеруючих потужностей, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, при плануванні резервів потужності в ОЕС України необхідно враховувати додаткові резерви для компенсації нерівномірності їх генерації.

В ОЕС України різниця споживання електроенергії між літнім (червневим) і осінньо-зимовим (грудневим) максимумами складає близько 9 тис. МВт.

Нерівномірність добового графіка електроспоживання в об'єднаній енергосистемі України для середнього робочого дня у 2014-2016 роках становила відповідно 0,737, 0,733 і 0,73, та має певну тенденцію до поглиблення. Регулювання сезонних та добових графіків електричного навантаження здійснюється за допомогою

генеруючих блоків гідроелектростанцій, ГАЕС та ТЕС, діапазон регулювання яких становить:

- 1) ГЕС – до 2 000 МВт загалом;
- 2) ГАЕС – до 1 000 МВт в генераторному та 1 200 МВт в насосному режимах загалом;
- 3) Блоків ТЕС 150 МВт – до 20 МВт на 1 блок;
- 4) Блоків ТЕС 200 МВт – до 30 МВт на 1 блок;
- 5) Блоків ТЕС 300 МВт – до 60 МВт на 1 блок;
- 6) Блок 800 МВт Слов'янської ТЕС – до 180 МВт.

На рис. 1.2 зображений прогноз зміни величини доступного первинного резерву в ОЕС України.

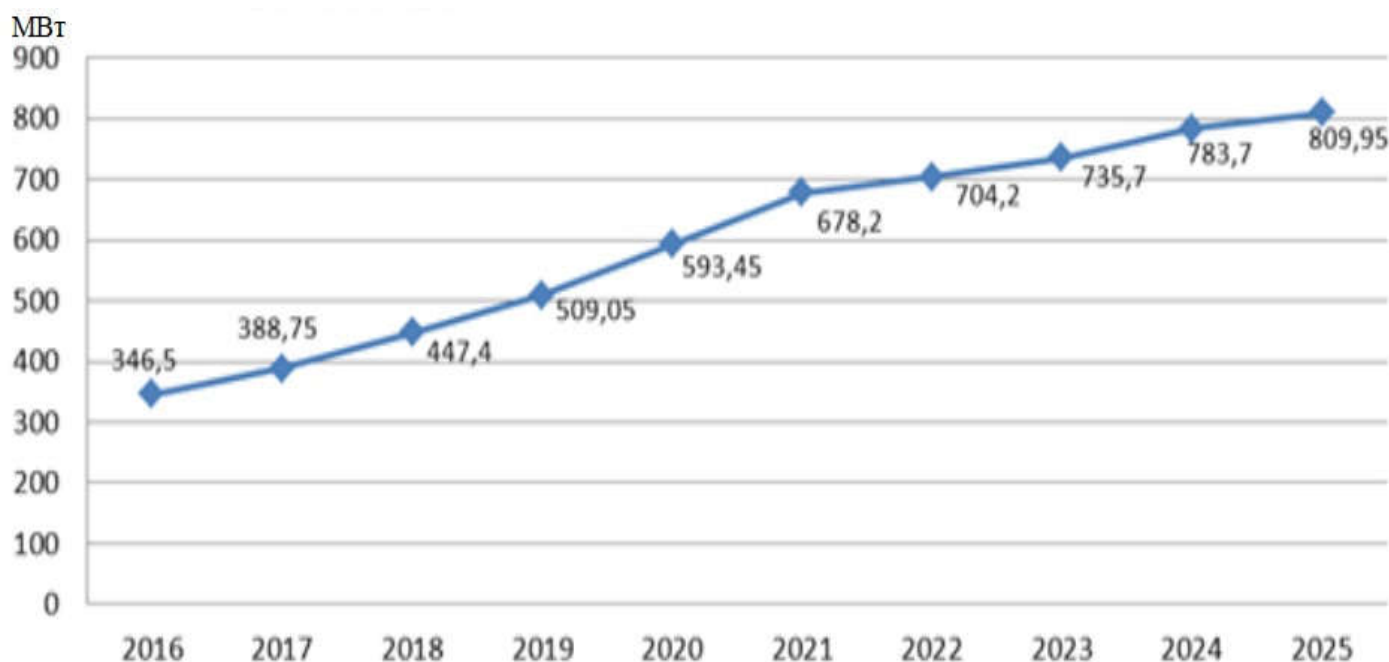


Рисунок 1.2 – Очікувана величина доступного первинного резерву

Для забезпечення потреб добового регулювання графіку споживання і генерації потрібно вирішувати не тільки проблему введення нових пікових та високоманеврених потужностей, а й розв'язувати проблему більш глибокого зниження базового навантаження ТЕС. Для цього, зокрема, потрібно створювати більш ефективні економічні стимули, які б давали змогу генеруючим компаніям виконувати реконструкцію енергоблоків не лише в напрямі подовження їх

експлуатаційного ресурсу роботи, а й реконструкцію, направлену на розширення діапазону регулювання їх навантаження. [3]

Також, одним із пріоритетних і важливих напрямів вирішення проблеми регулювання добових графіків навантаження в ОЕС України має стати подальше розширення та вдосконалення механізмів стимулювання як виробників електричної енергії так і споживачів до їх участі у процесі регулювання ОЕС України.

1.3 Проблеми пов'язані з покриттям графіку електричних навантажень в ОЕС України

Станом на сьогоднішній день, добовий графік навантаження ОЕС України характеризується значною нерівномірністю, а співвідношення між номінальним навантаженням у нічні години та у години вечірнього максимуму у середньому за рік становить 0,76. Такий високий показник нерівномірності не сприяє досягненню європейського рівня стабільності частоти.

Незбалансованість структури генеруючих потужностей в ОЕС України із досить низьким рівнем маневрових потужностей ГЕС і ГАЕС (9,7%) перешкоджає ефективному регулюванню добового графіка навантаження, проходженню нічних провалів споживання та забезпеченню аварійних та частотних резервів. [1] Сукупність цих негативних чинників призводить до зниження стійкості і надійності роботи ОЕС України.

На рис. 1.3 зображено структура покриття графіку електричних навантажень об'єднаної енергетичної системи України для зимової доби 2018 р.

Споживання і виробництво електричної енергії протягом 2012-2017 років зазнало суттєвого зниження. Особливе зменшення споживання мало місце після 2014р. [2] Таке зниження виробництва електричної енергії відбулося, у першу чергу, через значне зменшення обсягів електроспоживання по всіх групах споживачів у Донецькій, Луганській областях та АР Крим внаслідок бойових дій та обмеження електропостачання на окуповані території. Також серед регіонів України зменшилось електроспоживання в Харківській, Чернігівській, Сумській та Дніпропетровській

областях внаслідок значного зменшення обсягів електроспоживання промисловістю та населенням, що викликано в першу чергу економічними чинниками і погіршенням соціальних показників. Економія в умовах швидкого погіршення фінансового стану домогосподарств і порівняно теплі останні зими обумовили зниження споживання електроенергії населенням.

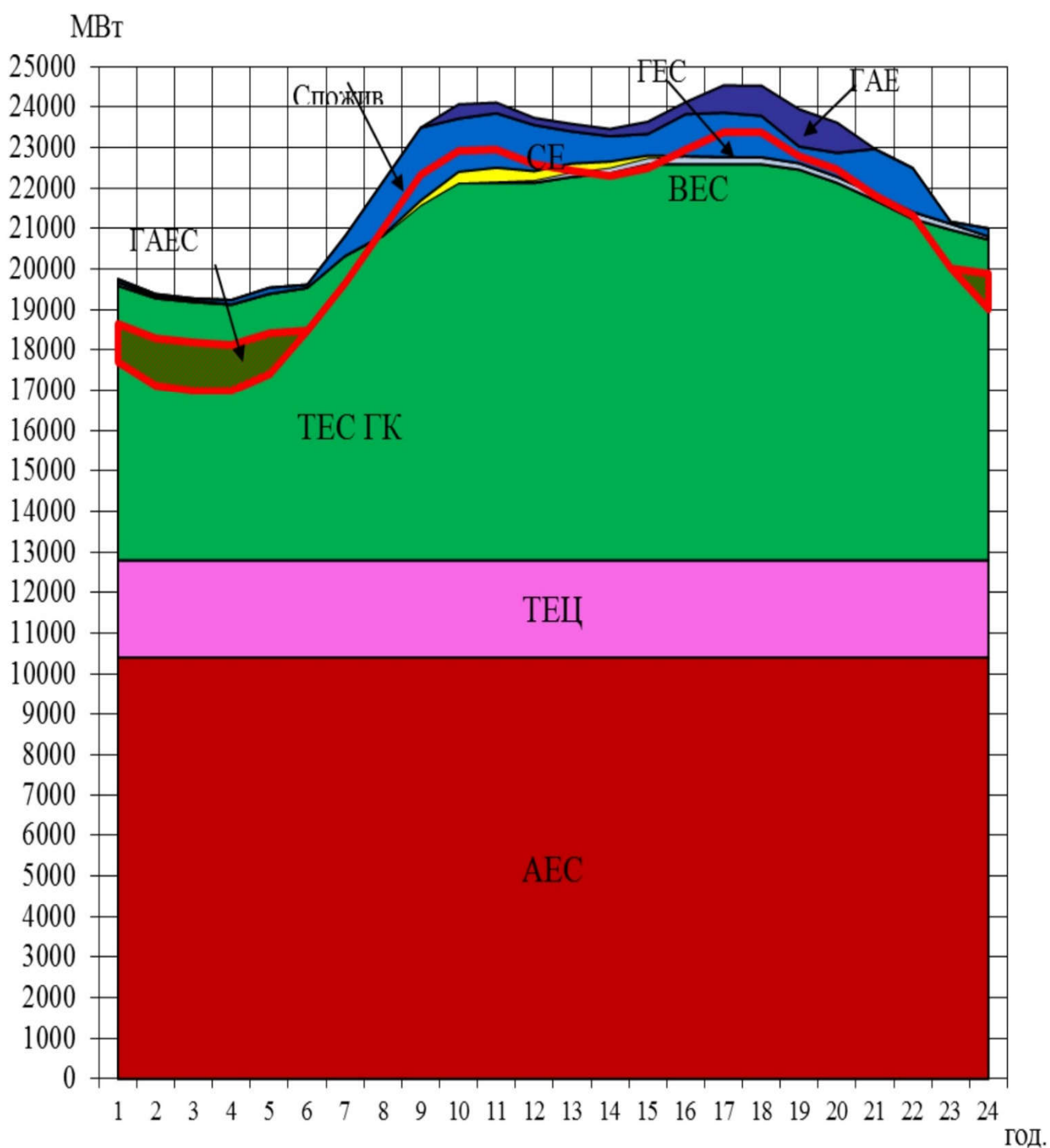


Рисунок 1.3 – Структура покриття ГЕН для зимової доби 2018 року

Ці зміни, з точки зору впливу на режими роботи енергосистеми, мають негативний характер, бо ведуть до подальшого зниження щільності графіків покриття електричних навантажень, що викликає зростання вимог до маневрених можливостей ОЕС України, які і раніше були недостатніми. Поряд із цим, абсолютне зниження максимуму і мінімуму навантаження в графіку обумовлює зростання регулюючої ефективності ГАЕС з огляду на ущільнення графіку, що частково компенсує зниження частки базових споживачів електроенергії в структурі її споживання. Добові графіки споживання і покриття ОЕС України для різних періодів року характеризуються значною нерівномірністю в основному через щорічне збільшення в структурі навантаження частки побутового і комунального електроспоживання.

У табл. 1.4 наведено данні щодо зміни споживання електричної енергії в ОЕС України в період з 2012 р. по 2016р з розбиттям по галузям промисловості та групам споживачів електроенергії.

Умови покриття добових графіків навантаження ОЕС України визначаються наступними факторами:

- 1) Нерівномірністю споживання в енергосистемі у часі;
- 2) Структурою генеруючих потужностей;
- 3) Маневреними можливостями генеруючого обладнання;
- 4) Пропускною здатністю міждержавних ліній електропередачі;
- 5) Забезпеченням паливом існуючих теплових електростанцій.

За цих умов регулювання значної частини діапазону добового графіка навантаження здійснюється вугільними блоками ТЕС, потужністю 200–300 МВт (що були спроектовані і побудовані для базового режиму роботи з діапазоном регулювання 20–30% від номінальної потужності). [2] Внаслідок наявних технічних обмежень які у першу чергу пов'язані з технічним зношенням обладнання, фактичний регулювальний діапазон вугільних блоків становить від 15 до 20% при проектному 20-30%.

Таблиця 1.4 – Рівні та структура споживання електроенергії в Україні за 2012 – 2016 роки

Основні галузі промисловості та групи споживачів	Споживання енергії за 2012-2016 роки (млн.кВт год)									
	2012 р.		2013 р.		2014 р.*		2015 р.*		2016р.*	
	млн.кВтг	Питома вага, %	млн.кВтг	Питома вага, %	млн.кВтг	Питома вага, %	млн.кВтг	Питома вага, %	млн.кВтг	Питома вага, %
Споживання електроенергії всього (нетто), у тому числі:	150721	100	147264,4	100	134653	100	118726,9	100	118258	100
1. Промисловість	70761,4	46,9	66339,4	45	60929,8	45,2	50200,3	42,3	49995,4	42,3
1.1 паливна	8935,5	5,9	8525,3	5,8	7381,3	5,5	4284,6	3,6	3597,5	3
1.2 металургійна	36936	24,5	35092,7	23,8	33933,2	25,2	28755	24,2	28872,3	24,4
1.3 хімічна та нафтохімічна	5993	4	4892,5	3,3	3821,7	2,8	3084,7	2,6	2968,5	2,5
1.4 машинобудівна	5833,6	3,9	5291,5	3,6	4367,9	3,2	3669,8	3,1	3706,4	3,1
1.5 будівельних матеріалів	2530,4	1,7	2507,1	1,7	2221,1	1,6	2067,4	1,7	2198,8	1,9
1.6 харчова та переробна	4713,8	3,1	4682,2	3,2	4492,5	3,3	4066,2	3,4	4214,3	3,6
1.7 інша	5819,1	3,8	5348,1	3,6	4712,2	3,5	4272,7	3,6	4437,5	3,8
2. Сільгоспспоживачі	3830,9	2,5	3935,6	2,7	3482,8	2,6	3342,3	2,8	3513,2	3
3. Транспорт	9279,1	6,2	8690	5,9	7342,3	5,5	6807	5,7	6795,5	5,7
4. Будівництво	1013,4	0,7	1003	0,7	851,8	0,6	747,6	0,6	814,1	0,7
5. Комунал.-побутові споживачі	18508,1	12,3	18545,3	12,6	16580,7	12,3	15194,9	12,8	15190,7	12,8
6. Інші непромислові споживачі	7061,4	4,7	7373,2	5	6493,3	4,8	5954,9	5	6031,9	5,1
7. Населення	40266,7	26,7	41377,9	28,1	38972,2	28,9	36480	30,7	35917,3	30,4

Щоденно диспетчерами станцій відключається до десяти енергоблоків ТЕС для проходження нічного провалу навантаження енергосистеми, із подальшим їх включенням до мережі на ранковий і вечірній максимум навантаження. Такий режим роботи блоків ТЕС призводить до значних перевитрат палива (до 300 тис. тон умовного палива на рік). Кількість пусків та зупинок вугільних енергоблоків цілої низки ТЕС значно перевищує кількість, передбачену проектом. За існуючих статистичних даних, в даний час, кількість виходів з ладу маневрових турбогенераторів енергоблоків ТЕС у 3–4 рази вища, ніж аналогічних ТГ, що працюють у базовому режимі. При цьому на зменшення ресурсу роботи маневрових енергоблоків, головним чином, впливають тимчасові відключення ТГ, які вимушено здійснюються у періоди нічного спаду навантаження енергосистеми. Якщо допустити, що у міжремонтному ресурсі допускається від 30 до 40 відключень та пусків ТГ, то тоді майже щомісяця необхідно зупиняти частину маневрових енергоблоків на профілактичний ремонт. За три роки кількість відключень та пусків таких ТГ становитиме більше 1000, що буде потребувати проведення їх капітального ремонту, а можливо і заміни. У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у період повені, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС. Загальна кількість пусків енергоблоків (корпусів блоків) ТЕС ГК 150-300 МВт продовжує залишатися на досить високому рівні і в 2015 році становила 2 542 проти 2 823 пусків у 2014 році. Таким чином, з урахуванням зазначених вище проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високоманеврових потужностей. При цьому, значний вплив на збільшення регулюючих можливостей може бути забезпечений шляхом впровадження ринку допоміжних послуг.

Тим не менш, незважаючи на вищевказані проблеми в управлінні енергосистемою, диспетчерський персонал успішно вирішує питання, що пов'язані з

оптимізацією процесів підтримки режиму навантаження та забезпечення певного рівня стабільності і сталості у роботі ОЕС України.

Висновки до розділу 1

Був виконаний огляд сучасного стану і структури потужностей генерації і споживання електричної енергії в ОЕС України. В результаті огляду були виявлені труднощі пов'язані із ефективним покриттям добових графіків електричних навантажень і недостатнім значенням величини доступної маневреної потужності в енергосистемі України.

2 ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ СПОЖИВАННЯМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЯК ЕЛЕМЕНТ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ І ПОТУЖНОСТІ

2.1 Огляд системи автоматичного регулювання частоти і потужності в Україні і світі

Розвиток ОЕС України відбувається в останні роки завдяки введенню базових генеруючих потужностей при незначному введенні регулюючих потужностей, що значно ускладнює покриття графіків електричних навантажень енергетичної системи з використанням існуючих засобів диспетчерського управління та забезпечення вимог щодо стабільності частоти і напруги у вузлах енергосистеми. Паралельна робота багатьох потужних електростанцій у складі об'єднаної енергосистеми можлива лише за наявності системних засобів забезпечення її функціонування. Основними такими засобами є диспетчерське управління та швидкодіючі автоматичні системи управління, зокрема система автоматичного регулювання частоти і потужності. [4]

Для надійного функціонування об'єднаних електроенергетичних систем необхідно вирішувати проблеми забезпечення їх стійкості. Перехідні електричні процеси в енергосистемах відбуваються за долі секунд, внаслідок чого оперативний персонал не завжди здатен на них впливати. Наприклад, при аварійному відключенні блоку АЕС потужністю 1 млн. кВт частота в ОЕС України, залежно від поточного режиму, швидко зменшиться до 49,5—49,6 Гц. Згідно діючих зараз нормативно правових актів, частота в системі повинна бути забезпечена на рівні $50 \pm 0,1$ Гц. І хоча в енергосистемі є резервні потужності, які більш ніж в 15 разів перевищують потужність відключеного блоку, диспетчерський персонал не буде здатний вчасно ввести необхідний резерв, тому що для цього буде потрібно від десяти хвилин до години часу. У разі раптової втрати ще більшої потужності в системі за долі секунди спрацює автоматика захисту АЕС від зниження частоти, всі атомні блоки спочатку

знижать навантаження, а потім будуть взагалі відключені від системи. Як наслідок, у подальшому відключаться блоки ТЕС і ГЕС, тобто відбудеться лавинний розпад енергосистеми. Наслідки такого процесу для економіки та соціальної сфери всієї країни навіть важко передбачити.

Проблема забезпечення прийняттого рівня стійкості ОЕС на сьогодні в світовій практиці вирішується шляхом побудови в структурі мереж спеціальних систем автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП). При виникненні в ОЕС аварійного небалансу потужності САРЧП автоматично вмикається в роботу і ліквідує його.

Найпоширенішою ситуацією введення в роботу САРЧП частіше за все є утворення в ОЕС дефіциту потужності через аварійні відключення генераторів та ліній електропередачі або різке зростання споживання електроенергії. При цьому дефіцит потужності, що утворився, ліквідується за рахунок збільшення потужності генераторів, що входять у склад САРЧП.

У складі САРЧП теоретично можуть бути використані генератори ГЕС, пилувугільні (ПВ) та газо-мазутні (ГМ) генератори ТЕС. Однією із основних вимог до генераторів що входять у склад САРЧП є забезпечення необхідного рівня швидкодії та наявність достатнього діапазону регулювання. В умовах ОЕС України, САРЧП, у якості генераторів-регуляторів, може використовувати нові або реконструйовані пилувугільні блоки ТЕС та блоки ГЕС дніпровського і дністровського каскадів. Використання в системі автоматичного регулювання частоти і потужності газо-мазутних блоків ТЕС наразі є нерентабельними через високі ціни на паливо.

2.2 Вимоги до функціонування системи автоматичного регулювання частоти і потужності

У процесі роботи системи АРЧП використовуються первинне, вторинне та третинне регулювання. Кожне з них має власні резерви [3]. Первинне регулювання забезпечує автоматичну стабілізацію частоти в діапазоні $50 \text{ Гц} \pm \Delta f$ в нормальних

(квазістаціонарних) режимах, при цьому вторинне та третинне регулювання не використовуються. У разі виникнення аварійної ситуації, наприклад, при вимкненні крупного енергоблока або потужної ЛЕП у системі спочатку спрацьовує первинне регулювання та використовується його резерв за час близько 30 сек, приблизно через 20 сек з моменту збурення автоматично вмикається вторинне регулювання, яке в залежності від потужності збурення може вичерпати свій резерв через 15 хв. після збурення. На цей момент навантаження первинного регулювання повністю переходить на потужності вторинного регулювання. Третинне регулювання може здійснюватись оперативно (диспетчером) або автоматично. При оперативному керуванні третинне регулювання вмикається приблизно через 8 хв. та при автоматичному – через 12 хв. після збурення. Приблизно через 40 хв. з моменту збурення все навантаження вторинного регулювання повинно бути переведеним на потужності третинного. У цей час резерви вторинного регулювання повинні бути повністю відновлені [5]. Часові характеристики процесів АРЧП Прийняті величини первинного резерву в ОЕС України у режимі її паралельної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії становлять ± 190 МВт та в режимі паралельної роботи з цим об'єднанням (відокремлено від ENTSO-E) – ± 160 МВт. Для компенсації найбільшої аварійної втрати генерації в ОЕС України або втрати споживання розрахунковий діапазон вторинного регулювання визначений на завантаження – 1000 МВт та на розвантаження – 500 МВт. Розрахунковий резерв третинного регулювання повинен становити: на завантаження – не менше 1000 МВт, на розвантаження – не менше 500 МВт.

2.3 Основні недоліки системи автоматичного регулювання частоти і потужності в Україні

Історично склалося, що в ОЕС України система САРЧП фактично не функціонує. Тому засоби первинного регулювання частоти нашої енергосистеми у відокремленому режимі (за умови відсутності зв'язків з іншими енергосистемами) не в змозі виконати жорсткі вимоги, які встановлює Євросоюз до режимної керованості

і стійкості енергосистем країн-учасниць. [6] В умовах сьогодення, ОЕС України не в змозі навсіть самостійно виконати менш жорсткі вимоги та нормативи, які визначені для енергосистем країн СНД.

Зараз при аварійних відключеннях генеруючих потужностей в ОЕС України баланс і прийнятний рівень частоти в ній забезпечується, головним чином, завдяки аварійним відключенням споживачів засобами системного аварійного захисту та перетокам з енергосистеми Росії. У разі відключення зв'язків з ЄЕС Росії (режимні, технологічні, політичні чинники та ін.) значно погіршується якість і надійність електрозабезпечення, а в ОЕС України виникає реальна загроза втрати стійкості та системного розпаду, що є недопустимим за вимогами енергетичної безпеки. Навіть за умови, що в майбутньому збережуться системні зв'язки між енергосистемами України та Росії, використання маневрових потужностей російської енергосистеми для роботи САРЧП ОЕС України ближчим часом може стати неможливим через економічні чинники. [5] Наразі енергосистема України отримує від енергосистеми Росії фактично безоплатні системні послуги із забезпечення надійного функціонування САРЧП. Фінансові розрахунки між енергосистемами України та Росії ґрунтуються на принципі «нульового сальдо», сторони домовились, що протягом доби у кожної з них сума імпортованої електроенергії повинна дорівнювати сумі експортованої. Тобто, в поточному стані до уваги не береться той факт, що для забезпечення надійної роботи САРЧП енергосистеми України російські ГЕС повинні тримати в стані обертового резерву один мільйон кіловат додаткових високоманеврових потужностей. Такі умови є виключно вигідними для України, оскільки вона не оплачує системні (вторинні) послуги. [6] Однак необхідно враховувати, що на внутрішньому російському ринку електроенергії наразі вже реалізується плата за надання системних послуг і потрібно очікувати, що такі відносини будуть поширені і на розрахунки з українською енергосистемою. При цьому, більш за все, будуть виходити із принципу втраченої вигоди та міжнародної ринкової практики утворення тарифу за користування резервом маневрової потужності. Виходячи із зазначеного резерву та тарифу обсягом 1,5 євро/кВт·год, зафіксованого на міжнародному ринку пікової електроенергії, плата України за

користування резервом для забезпечення роботи САРЧП своєї енергосистеми може перевищувати 13 млрд євро щорічно. Такий додатковий постійний тягар не витримає не тільки енергетика, а й уся економіка країни.

2.4 Особливості процесу приєднання ОЕС України до об'єднаної енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E

Основним напрямом міжнародної політики України вже давно визначено її входження до Європейського союзу (ЄС). [2] Наслідком цього є необхідність і доцільність об'єднання на паралельну роботу ОЕС України з енергосистемою Євросоюзу ENTSO-E. Підготовча робота в цьому напрямку ведеться вже досить давно, одним із вагомих результатів діяльності у цьому напрямі є виділення зі складу ОЕС двох теплових електростанцій з відповідними електричними мережами (так званий «Бурштинський острів») і приєднання їх до енергосистеми ENTSO-E. При цьому Бурштинська та Добротворська ТЕС (електростанції Бурштинського острова) в системі автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) енергосистеми ENTSO-E забезпечують функції первинного регулювання частоти на власних енергоблоках. Їх функціонування у складі ENTSO-E протікає в цілому успішно завдяки проведеній модернізації зазначених ТЕС, яка дозволила забезпечити підтримку режимних параметрів згідно з вимогами цього об'єднання. Однак треба враховувати, що надійне функціонування системи ENTSO-E в аварійних ситуаціях здійснюється загальносистемною САРЧП. Дуже важливим фактором є те, що для приєднання на паралельну роботу із ENTSO-E енергосистема, що приєднується, повинна при роботі в автономному режимі забезпечувати вимоги щодо режимних параметрів (частота, потужності, рівні напруги, запаси стійкості і ін.), які витримуються в енергосистемі ENTSO-E. Для ОЕС України особливо болючою є вимога зі стабільності частоти: в ОЕС України дозволяється відхилення від частоти 50 Гц в діапазоні $\pm 0,2$ Гц, тоді як в ENTSO-E – в діапазоні $\pm 0,02$ Гц. Забезпечити десятикратне підвищення точності по частоті в умовах морально застарілого та фізично зношеного

обладнання ОЕС України можна буде лише шляхом розроблення і впровадження принципово нових технологій та цілої сукупності системних проектів, одним із яких є створення і впровадження системи АРЧП, побудованої на основі найбільш ефективних, новітніх технологій.

2.5 Варіанти організації ефективної системи регулювання частоти і потужності в Україні

Організація САРЧП на основі принципу компенсації втрати системної потужності збільшенням її генерації на регульованих електростанціях нині є загальноприйнятим у світі підходом. Впровадження такої схеми САРЧП в ОЕС України за попередніми оцінками потребує переведення в режим автоматичного регулювання 40-45 енергоблоків потужністю 200-300 МВт. Для цього необхідно буде виконати такі системні дії: проведення істотної реконструкції систем первинного регулювання ОЕС України, зокрема систем автоматичного регулювання енергетичних блоків ТЕС та ГЕС у напрямі збільшення їхньої швидкодії, добудови та введення в експлуатацію Ташлицької, Дністровської, а згодом – Канівської ГАЕС, часткової реконструкції обладнання системоутворюючих електричних мереж з підвищенням рівня їхньої пропускної здатності. Значний обсяг робіт має бути виконаний також у напрямі підвищення швидкості навантаження енергоблоків ТЕС. Така організація САРЧП зумовить наступні її особливості:

1. Дуже великі обсяги необхідних капіталовкладень;
2. Великі терміни побудови та впровадження САРЧП;
3. Недовикористання потужностей енергоблоків, що утворюють обертовий резерв (низька економічна ефективність);
4. Перевитрати палива на енергоблоках ТЕС;
5. Підвищена зношуваність енергоблоків з обертовим резервом;
6. Невисока швидкодія та точність системи регулювання;

У разі реалізації цього сценарію, необхідно враховувати те, що в новій українській системі АРЧП потрібно добудувати частину, яка має здійснювати

вторинне регулювання. Функцію вторинного регулювання, теоретично, можна організувати з використанням потужностей ГЕС, ГАЕС, газомазутних та пилувугільних блоків ТЕС. Однак, як згадувалось, використання з цією метою ГАЕС та газомазутних ТЕС є недоцільним з огляду на їх показники економічності та фактору енергетичної безпеки (потреба в значних додаткових обсягах природного газу для газо-мазутних блоків ТЕС). Українські ГЕС є рівнинними, маловодними і малопотужними, їх можливостей не вистачає навіть для покриття змінної частини графіка електричних навантажень ОЕС України. З часом така ситуація буде тільки погіршуватись, оскільки можливості нарощування потужності ГЕС вже практично вичерпані, а обсяги споживання електроенергії в країні будуть збільшуватись з одночасним розуцільненням графіку навантажень. Таким чином, в умовах України при спробах побудови підсистеми вторинного регулювання в САРЧП за традиційною схемою єдино можливим варіантом є використання пилувугільних енергоблоків у ролі генераторів-регуляторів. Зробимо оцінку щодо кількості таких енергоблоків, необхідної для побудови підсистеми вторинного регулювання САРЧП. При цьому визначальними показниками для визначення кількості необхідних енергоблоків призначених для САЧРП є показники з початкового стрибка та швидкості подальшої зміни потужності для турбін зазначених енергоблоків. Ці показники наведені у табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Показники зі швидкості зміни потужності турбін енергоблоків 200 та 300 МВт

Тип турбіни	Початковий стрибок P , МВт/%	Швидкість подальшої зміни dp/dt , МВт/хв.
К-210-130	20/10	1,0
К-300-240	20/6,67	0,8

В сучасних умовах технологічного розвитку в енергетиці України з'явилась можливість побудови систем АРЧП за принципово іншою схемою, яку доцільно реалізувати, перш за все, в енергосистемі України. Побудова такої САРЧП на відміну

від традиційного підходу базується не тільки на введенні додаткових регулюючих потужностей при виникненні в ОЕС дефіциту активної потужності, а і на зменшенні енергоспоживання спеціальною групою споживачів-регуляторів. [7] Технологічні процеси зазначених споживачів мають важливу особливість. Специфіка цих процесів передбачає значне зменшення (аж до самого припинення) електропостачання на довгий час (десятки хвилин) у будь-яку пору доби та року без порушення виробничих характеристик.

До недавнього часу можливості використання таких споживачів у складі системи АРЧП були дуже обмежені через практичну відсутність зазначених технологій з необхідною потужністю та швидкодією. Лише нещодавно в Україні були розроблені та стали доступні до використання у промислових масштабах установки, які можуть бути успішно застосовані як споживачі-регулятори в структурі САРЧП. Одними з найефективніших з їх числа є теплонасосні станції (ТНС), компресійні теплові насоси (ТН), та автоматизовані вузли електро-індукційного нагріву (ВЕНА). Теплонасосні станції, будучи установленими на території ТЕЦ та потужних котелень, мають можливість використовувати наявні спеціальні теплові накопичувачі. Окрім того, система централізованого теплопостачання має значні можливості з акумулювання теплової енергії у власних конструкціях, в ґрунті, а також шляхом регулювання свого температурного режиму. [8] Зазначені особливості надають можливість використовувати ТНС в режимах короткострокового (15–30 хв.) припинення їх роботи без погіршення теплопостачання споживачів. Важливим недоліком таких систем є відсталість, зношеність і відповідно низька ефективність мереж централізованого теплопостачання. Компресійні теплові насоси – пристрої, що сприймають тепловий потік при низькій температурі (на холодній стороні), а також необхідну для приводу електричну енергію й використовуючи обидва потоки енергії виробляють тепло що передається в систему опалення. Автоматизовані вузли електро-індукційного нагріву – електроустановки що призначені для вирішення задач опалення та гарячого водопостачання будівель і споруд як в автономних, так і в комбінованих системах теплопостачання. Такі системи оснащуються тепловим акумулятором, що служить накопичувачем енергії і дозволяє системі, відповідно до

вимог щодо споживачів-регуляторів, повністю втрачати електропостачання без втрати робочих характеристик.

Організація структури САРЧП на основі споживачів-регуляторів в додаток до генераторів-регуляторів може надати відразу цілий комплекс важливих переваг:

- 1) Велика кількість генеруючого обладнання ТЕС (40 – 45 енергоблоків потужністю 200 – 300 МВт) вивільняється від необхідності роботи в режимі з обертовим резервом, що значно підвищує їх економічну ефективність та конкурентоспроможність;
- 2) Багатократно зменшуються обсяги капіталовкладень, необхідних для побудови АРЧП;
- 3) Значно зменшується час, необхідний для побудови та введення в експлуатацію ефективної САРЧП;
- 4) Значно зростають її показники зі швидкодії та точності регулювання частоти;
- 5) Істотно підвищується надійність роботи системи АРЧП.

Виняткові техніко-економічні характеристики, які забезпечує система АРЧП, побудована з використанням споживачів-регуляторів, зумовлюють актуальність та необхідність детального аналізу її структури та впливу на параметри режиму роботи вже існуючих електричних мереж. [9]

2.6 Автоматизовані вузли електроіндукційного з автодиспетчеризацією у якості одиниці системи децентралізованого керування споживанням електричної енергії

В Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України має місце нерівномірність добових в умовах дефіциту маневреної потужності. З часом ця проблема не тільки не вирішується, а і загострюється у зв'язку з дією низки об'єктивних факторів. Зменшується частка промисловості, електроспоживання якої, як відомо, ущільнює графік електроспоживання, у структурі виробництва ВВП та збільшується частка сфери послуг. Спостерігається також постійне і з досить високими темпами (3-7%

щорічно) зростання електроспоживання у населення. Як наслідок, відбувається поступове і постійне розущільнення графіка електричних навантажень ОЕС України, тому енергосистема потребує все більшої кількості пікових і напівпікових потужностей. [10] Також гостро в ОЕС України стоїть проблема регулювання частоти і потужності як за структурою генеруючих потужностей, так щодо автоматизації системи і об'єктів регулювання.

В царині теплопостачання, незважаючи на заходи з заміщення природного газу для виробництва тепла і гарячої води, все ще спалюються великі обсяги коштовного природного газу та інших органічних палив. Питомі показники споживання газу в 2-3 рази перевищують середньоєвропейські. [5] Більше 80% ТЕЦ, теплопунктів, тепломереж, індивідуальних газових котлів виробили свій ресурс, а третина встановлених побутових котлів, як КЧМ, НИИСТУ, мають ККД не вище 60%.

Приєднавшись до Енергетичного Співтовариства ЄС, Україна взяла зобов'язання в сфері енергетики:

- зменшити споживання газу;
- створення стратегічних запасів енергоносіїв, резервів, джерел регулювання;
- збільшити використання відновлювальних джерел енергії
- лібералізувати ринки газу та електроенергії України.

Наразі регулювання пікової частини змінних навантажень добових графіків покриття ОЕС України здійснюється за допомогою ГЕС та ГАЕС Дніпровського і Дністровського каскадів, потенціал збільшення потужності яких практично вичерпаний, та корпусному або блоковому регулюванню блоками теплових станцій. Тобто практично базові блоки ТЕС переведені на роботу в пікових режимах, що призводить до збільшення собівартості виробництва ними енергії та багатьох інших негативних наслідків. Потужності дешевих, з точки зору собівартості електрики АЕС, що можуть працювати тільки в базовій частині графіку навантажень, при цьому не використовуються. Графічно ці потужності зображені на рис. 2.1.

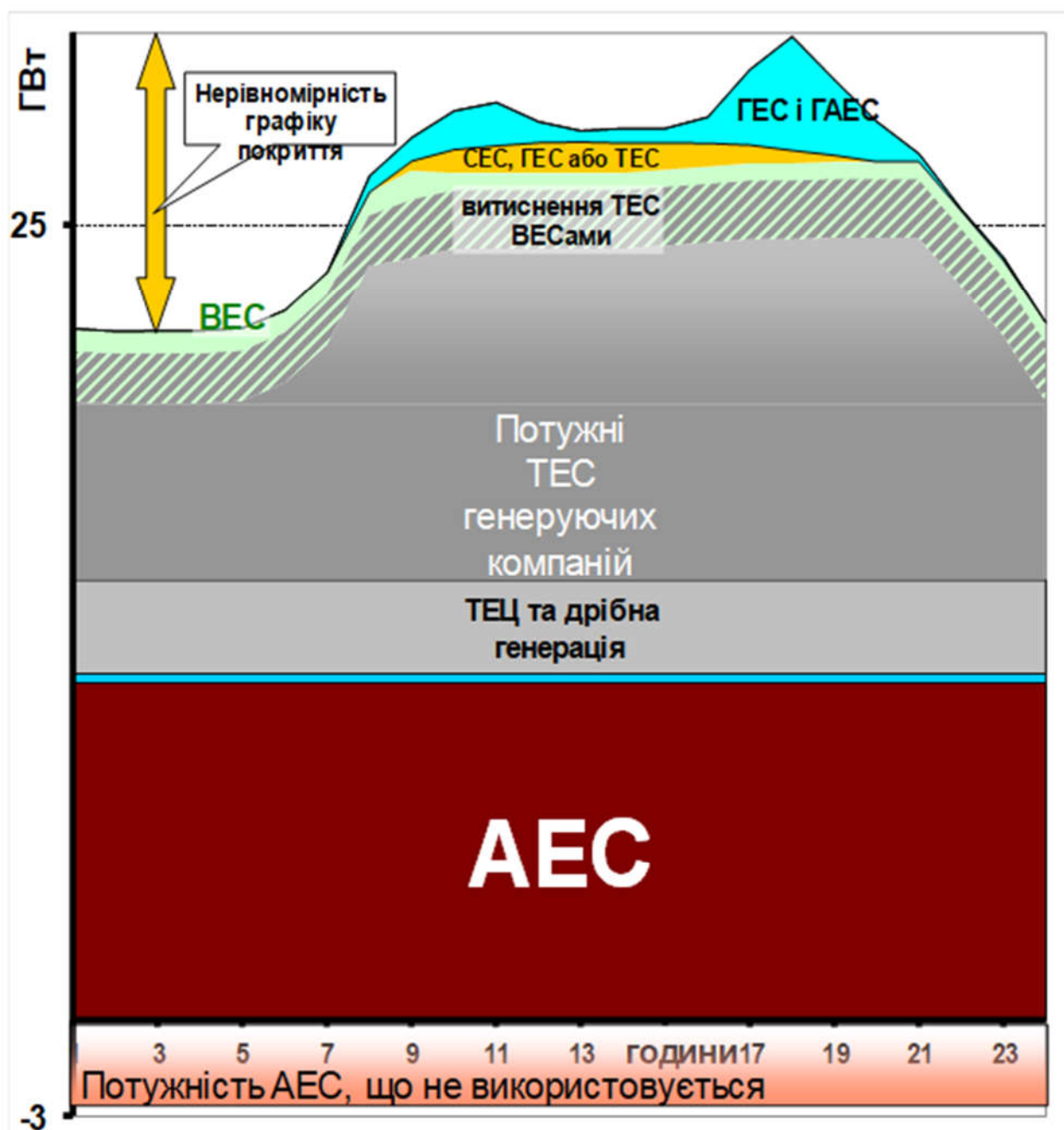


Рисунок 2.1 – Характерний усереднений добовий графік покриття навантаження в ОЕС України

У поточному стані дефіцит робочих високоманеврових генеруючих потужностей в ОЕС України оцінюється обсягом 2500 МВт, із них 1000 МВт потрібні для створення власної вискоелективної системи регулювання частоти і потужності (САРЧП), що відповідає вимогам до європейських енергосистем, та 1500 МВт – для покриття ОЕС України без щодобових зупинок та пусків теплових енергоблоків. Нові

блоки Дністровської ГАЕС та спорудження Канівської ГАЕС дозволить суттєво зменшити зазначений дефіцит маневрових потужностей в ОЕС України. [11]

Для вирішення завдань з ущільнення графіку електричних навантажень, збільшення можливостей автоматичного регулювання частоти і потужності а також вирішення проблем теплопостачання, даним проектом пропонується в поетапне впровадження в ОЕС України автоматично-регульованих вузлів електронагріву з акумуляцією тепла в якості споживача-регулятора з малим ступенем дискретизації.

Заміщення відносно невеликого обсягу генерації може приносити великий ефект для енергоринку в цілому. В світовій практиці, альтернативою завантаженню дорогих генеруючих потужностей є керування попитом на стороні споживачів. Програми «Demand Response», що стимулюють споживачів електроенергії до зниження споживання в годинники пікових навантажень та/або високих цін на ринку і збільшенню в провали, а також короточасне управління споживанням застосовуються в США, Великобританії, Італії, Іспанії, Австралії, Новій Зеландії і інших країнах. Demand Response є елементом інтелектуалізації електромереж «Smart Grid» (розумні мережі електропостачання). Також, в світовій практиці поширеним явищем є застосування споживачів-регуляторів з засобами терморегуляції. [12]

В США встановлена потужність регулювання засобами електронагріву з акумуляцією тепла більше 431 МВт. Питома вартість 1 кВт встановленої регульованої потужності при цьому становить близько 2000 \$ США.

В Європі на 1 МВт встановленої потужності сонячних і вітрових електростанцій припадає 0,1 МВт регульованого навантаження. В Німеччині потужність потужних електронагрівальних установок з акумуляцією тепла складає більше 250 МВт.

В сучасних умовах, ОЕС України необхідний потенціал впровадження споживачів-регуляторів оцінюється близько 3-4 ГВт. Одиницею децентралізованої системи керування електроспоживанням в Україні можуть стати автоматизовані вузли електроіндукційного нагрівання з автодиспетчеризацією.

Функціональна схема децентралізованої системи керування електроспоживанням зображена на рис. 2.2

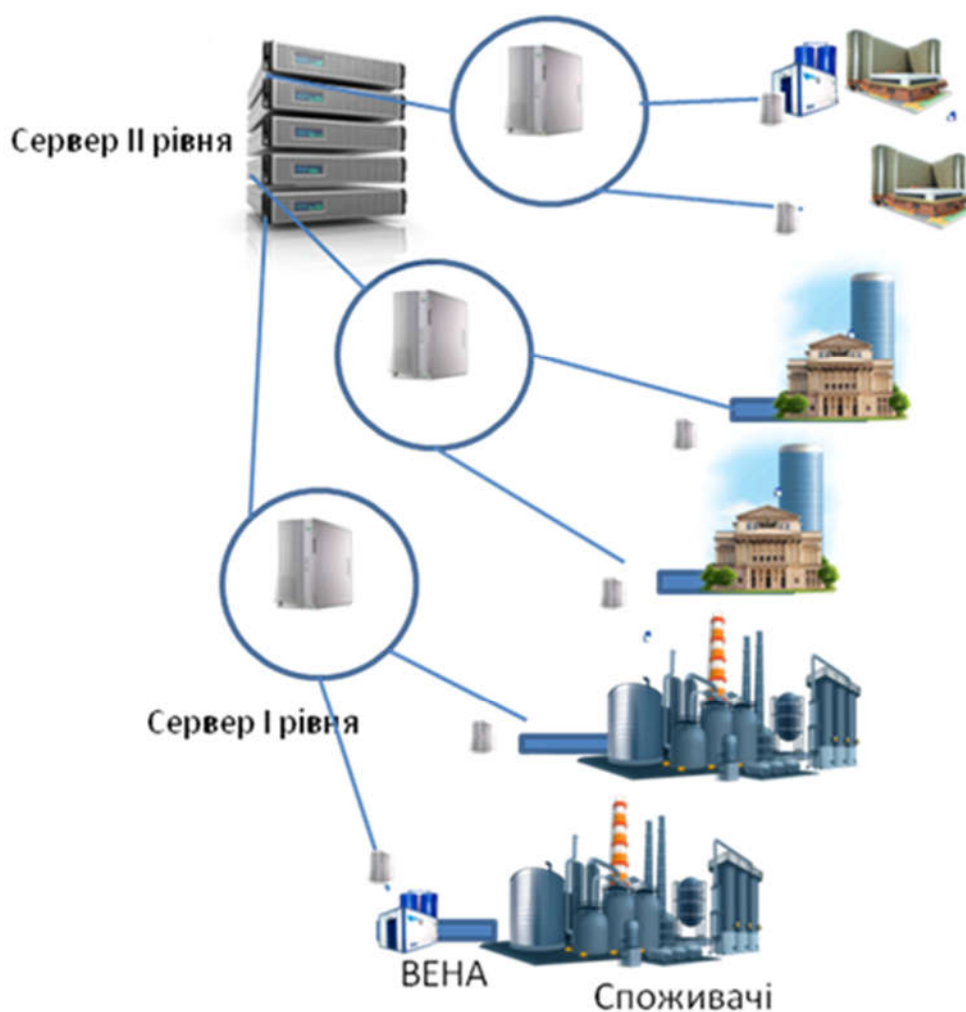


Рисунок 2.2 – Функціональна схема децентралізованої система виробництва теплової енергії автоматизованими вузлами електронагріву (споживачами-регуляторами) з автодиспетчеризацією

Основною складовою системи електронагріву з акумуляцією тепла є вузол електричного нагріву автоматизований (ВЕНА) електричною потужністю від 100 до 500 кВт. Він призначений для перетворення електричної енергії в теплову при вирішенні завдань теплопостачання та гарячого водопостачання. Вузол обладнаний терміналом для роботи у складі системи автоматичного регулювання потужності і частоти (автодиспетчер). Вузли ВЕНА встановлюються безпосередньо на об'єктах теплоспоживання. Переважно використовується електрична потужність, що незадіяна в нічний час.

Системи "ВЕНА" призначені для опалення житлових будинків, в тому числі вілл, котеджів, а також багатоповерхових квартирних будинків, приміщень та будівель комунально-побутового, громадського, промислового і сільськогосподарського призначення, а також інших споруд.

Опалювальні системи "ВЕНА" застосовуються тільки у замкнутих системах опалення, без відбору гарячої води з системи, з природною і примусовою (із застосуванням циркуляційного насоса) циркуляцією теплоносія, в рекомендованому найбільш економічному режимі.

Задана температура в опалювальних приміщеннях підтримується засобами автоматики, в тому числі терморегулятором. Режим роботи системи - тривалий.

Для нормальної роботи системи необхідні наступні умови:

- температура навколишнього середовища, в якому встановлена система, гранична - від +10 до + 40°C; робоча +10 до + 35°C;
- відносна вологість повітря при 20°C - не більше 75%;
- навколишнє середовище - не вибухонебезпечне, не містить агресивних газів і парів, що руйнують метал і ізоляцію, а також виробничого пилу, в кількостях, що руйнують або порушують роботу елементів систем теплопостачання.

2.7 Принцип дії індукційного нагріву води струмом промислової частоти

Принцип індукційного нагріву заснований на явищі електромагнітної індукції - створення індукованого струму змінним магнітним полем.

Установка індукційного нагріву має конструкцію подібну з трансформатором, що складається з двох контурів. Первинний контур - магнітна система, вторинний контур - теплообмінний пристрій або ТВЕЛ (тепловиділяючих елемент). [14] Під впливом змінного магнітного поля, що створюється магнітною системою, в металі теплообмінного пристрою індукуються струми, що викликають його нагрівання. Тепло від нагрітих поверхонь теплообмінного пристрою передається середовищу що нагрівається. У такій системі немає елементів, схильних до зносу і термін служби апарату визначається, практично, тільки терміном служби ізоляції котушок, який

становить більше 100 000 годин. Все це робить установку надзвичайно надійною і довговічною.

Графічне представлення процесу індукційного нагріву зображено на рис. 2.3

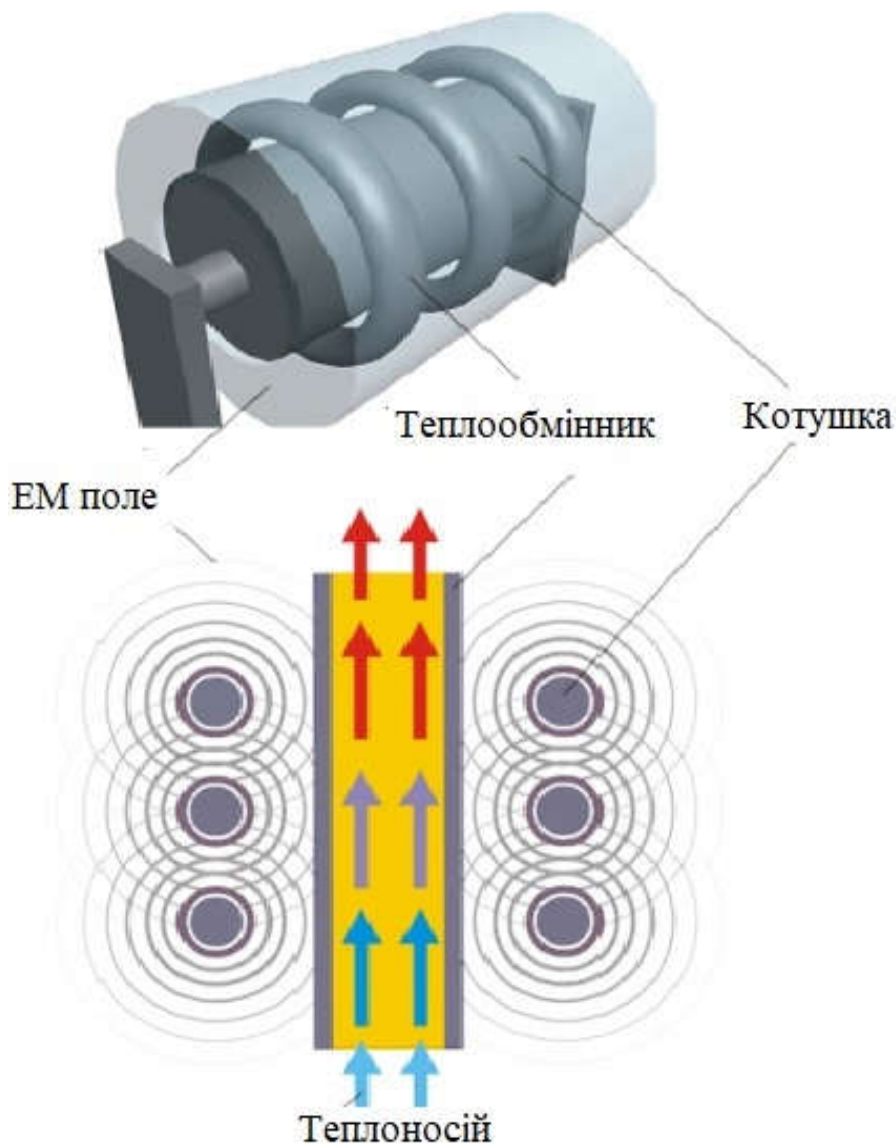


Рисунок 2.3 – Конструкція та принцип роботи теплогенератора трансформаторного типу (індукційний принцип нагріву)

Основними складовими автоматизованого вузла електро-індукційного нагріву є:

- 1) Електричний теплогенератор;
- 2) Теплоаккумулятор;
- 3) Система електроживлення та автоматизації;

- 4) Теплотехнічне обладнання;
- 5) Термінал зв'язку і керування.

Під "терміналом" розуміється пристрій вводу-виводу технічної інформації між системою і об'єктом для забезпечення оптимального управління. Є нульовим рівнем програмно-технічного комплексу, який з'єднано з сервером I рівня.

Електричний теплогенератор перетворює електричну енергію в теплову, нагріваючи теплоносії. Надлишки тепла накопичуються в теплоаккумуляторі. Електричний теплогенератор працює переважно в періоди доби з низькими цінами на електроенергію або коли в енергосистемі існує потреба в послугах з регулювання частоти і потужності, резервування на розвантаження. В інший час джерелом тепла є теплоаккумулятор.

Вузол може працювати як в локально-автоматичному режимі, так і в складі системи "Автодиспетчер", і виконується у трьох типах:

- автономні вузли з акумуляцією тепла;
- комбіновані (паралельна робота з центральною тепломережею, котлами на різному паливі, когенераційними установками, сонячними колекторами, тощо);
- комбіновані з акумуляцією.

Блок-схема видів автоматизованих вузлів електроіндукційного нагріву, які на сьогоднішній день серійно випускаються українською промисловістю зображено на рис. 2.4

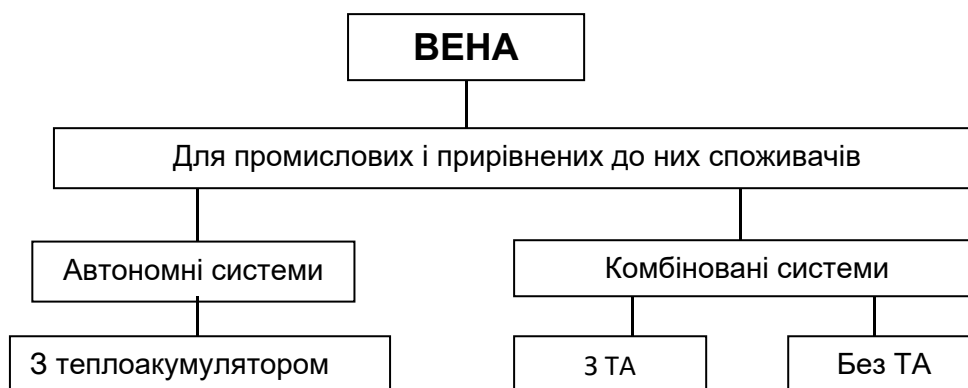


Рисунок 2.4 – Блок-схема існуючих видів вузлів електроіндукційного нагріву, що виробляються в Україні

Основні технічні характеристики вузлів електронагріву "ВЕНА":

- 1) Номінальна напруга, В – 380.
- 2) Максимально допустиме відхилення напруги,% - + 5 / -10%.
- 3) Частота, Гц – 50.
- 4) Число фаз – 3.
- 5) Максимальна температура теплоносія, °С – 115.
- 6) Допустима різниця температур теплоносія між входом і виходом теплообмінника нагрівача, не більше, °С – $15 \div 20$.
- 7) Робочий тиск в теплообміннику, не більше, МПа – 0,6.
- 8) Допустима температура навколишнього повітря, С – від + 5 до +35.
- 9) Коефіцієнт корисної дії, не менше,% – 98.

Автоматизовані вузли електроіндукційного нагріву за автодиспетчеризацією виготовляються промисловістю у варіантах з різним значенням потужності споживання електроенергії, від 50 до 250 кВт. Параметри установок, що змінюються відповідно до зростання потужності електроспоживання відображені у табл. 2.2

Вузли "ВЕНА" включають до свого складу сервери і обчислювальні засоби на базі ПЕОМ з встановленим програмним забезпеченням. Сервери забезпечують управління спеціалізованої локальною мережею контролерів, концентраторів доступу та інших системних адресних блоків, що підключаються до лінії зв'язку з інтерфейсом Ethernet або RS 485 [RS 232 (RS 232C)].

Конструкція вузла електронагріву "ВЕНА" побудована за модульним і блочно-агрегатному принципом. Вузол "ВЕНА" розроблений на основі функціональних модулів, що дозволяють формувати функціонально-орієнтовані блоки, що утворюють умови практичного застосування на об'єкті. Це забезпечує можливість адаптації функціональних можливостей під конкретні вузли із заданою конфігурацією. Робочі параметри вузлів електроіндукційного нагріву ВЕНА наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Робочі параметри автоматизованих вузлів електроіндукційного нагріву ВЕНА

Назва параметру	Вузол нагріву				
	ВЕНА 050	ВЕНА 100	ВЕНА 150	ВЕНА 200	ВЕНА 250
Потужність що споживається, кВт	50	100	150	200	250
Струм фази, А	78	155	233	310	387
Теплова потужність, ккал/час	42140	84260	126390	168520	210660
Об'єм теплообміннику, м ³	8	15	23	30	40
Габаритні розміри (без теплоаккумулятору), мм	1265х 660х 1512	1300х 660х 1650	1300х 1300х 1650	1300х 1400х 1650	1300х 1900х 1650
Маса (без теплоаккумулятору), кг	350	510	790	980	1200

*Примітка. З урахуванням допустимого відхилення, споживаного нагрівачем струму ($\pm 10\%$), а також допустимого відхилення напруги мережі (+ 5 / -10%) можливе відхилення споживаного струму від наведених значень в межах (+ 15 / - 20%). Крім того, при включенні виробів з холодним теплоносієм можливе короткочасне перевищення споживаного струму до 10%, що знижується в процесі прогріву.

Сервери також відповідають за зв'язок вузла з віддаленим диспетчерським пунктом та дозволяють здійснювати оперативне керування системою через мережеві протоколи або через інтернет. Управління спеціалізованою локальною мережею контролерів може здійснюватися також в мережевому варіанті при використанні декількох ПЕОМ, що працюють в мережі через файловий сервер, з програмною підтримкою засобами операційної системи Windows 10 або Windows XP. Вузли "ВЕНА" забезпечують можливість програмування тимчасових зон і збереження в пам'яті до 5000 подій. Засоби відеоспостереження, що входять до вузла "ВЕНА", є телевізійною системою замкнутого типу, призначеною для отримання зображень з об'єкту, що охороняється з метою забезпечення антивандального захисту.

Автоматизовані вузли електроіндукційного нагрівання з автодиспетчеризацією, в базовому складі, є установками, що технічно складається з: опорної рами, нагрівачів, трубної обв'язки з запірно-регулюючою арматурою, циркуляційних насосів, баків-акумуляторів.

Спрощені габаритні креслення автоматизованих вузлів електроіндукційного нагріву з автодиспетчеризацією представлені нижче. На рис. 2.5 зображено спрощене габаритне креслення вузла електроіндукційного нагріву у вигляді збоку. На рис. 2.6 зображено спрощене габаритне креслення вузла електроіндукційного нагріву у вигляді зверху.

Нагрівач являє собою електронагрівач індукційного типу, призначений для перетворення електричної енергії в теплову і складається з наступних основних частин:

- 1) Магнітопроводу з розміщеними на ньому обмотками;
- 2) Теплообмінника, виконаного з вигнутих в кільця труб, у верхній і нижній частині об'єднаних колекторами у вигляді прямих відрізків труб з фланцями на кінцях для під'єднання до системи теплопостачання споживача;
- 3) Шафи управління (включає в себе: комутаційні апарати; блок системи контролю автоматичного регулювання температури "Скарт М" з органами управління та індикації).

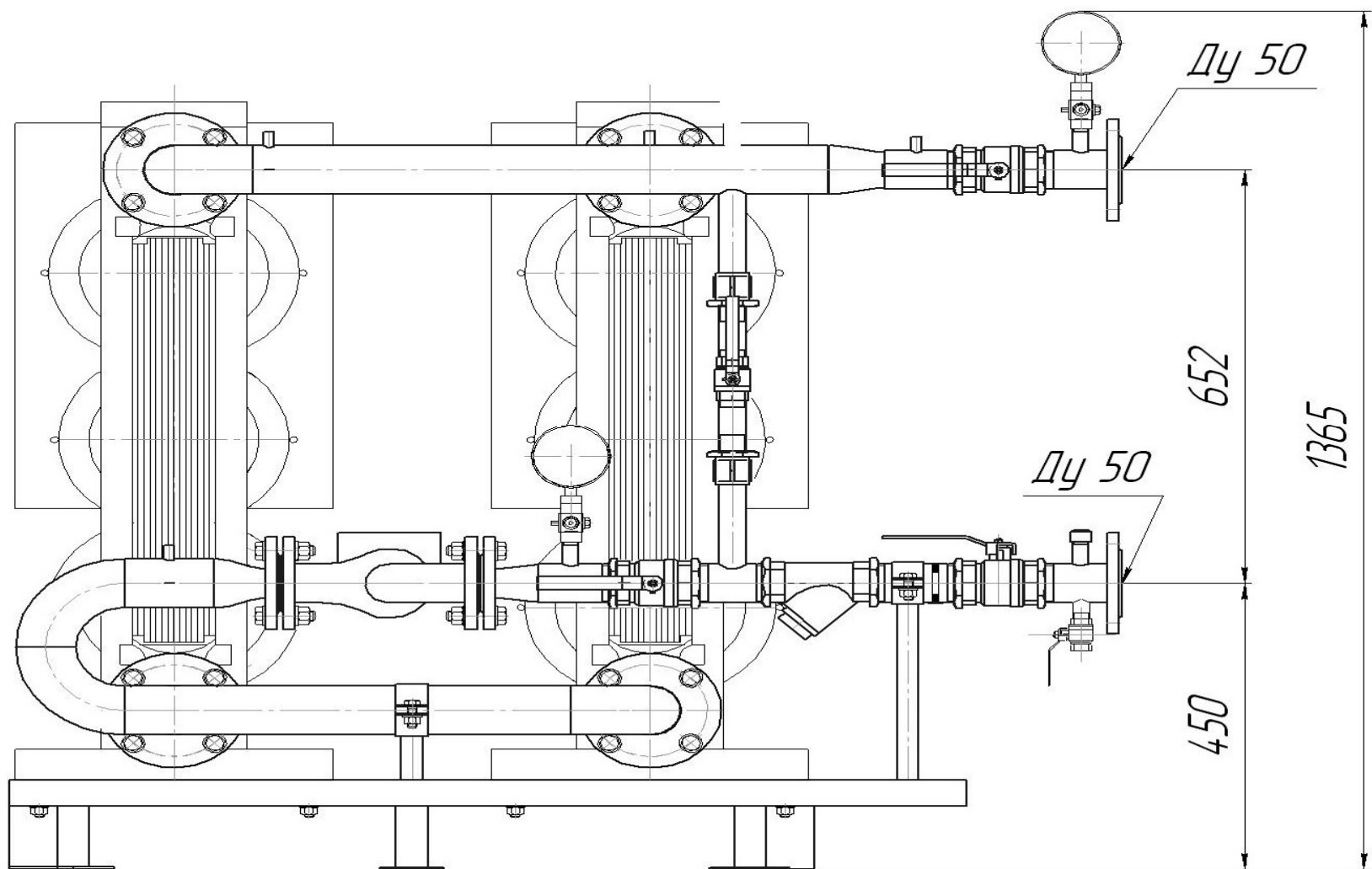


Рисунок 2.5 – Спрощене габаритне креслення автоматизованого вузла електроіндукційного нагріву з автодиспетчеризацією у вигляді збоку

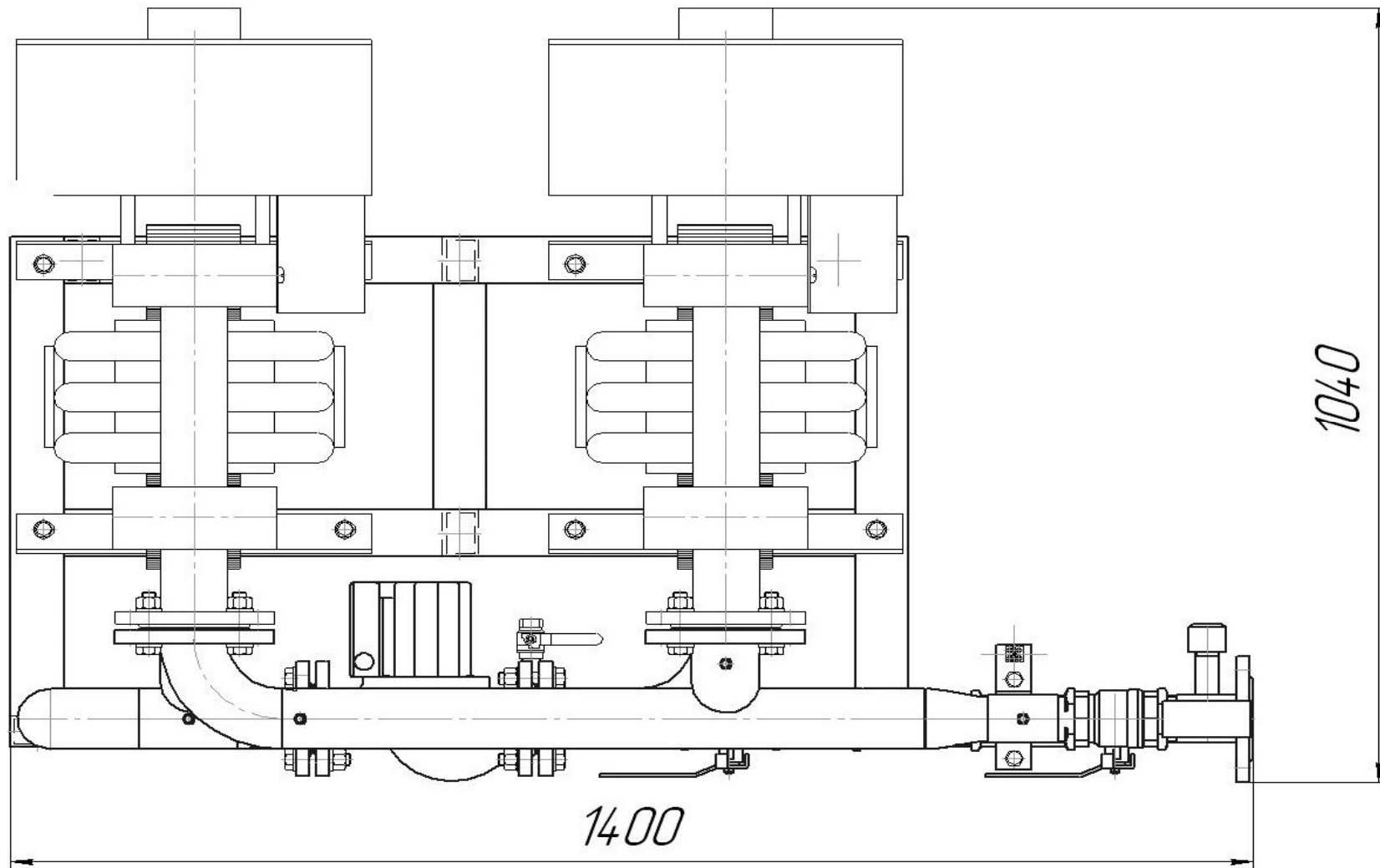


Рисунок 2.6 – Спрощене габаритне креслення автоматизованого вузла електроіндукційного нагріву з автодиспетчеризацією у вигляді зверху

Магнітопровід і теплообмінник закріплені в каркасі з опорними балками. Вся конструкція виконана нерозбірною.

Акумуляційна ємність служить для погашення пікових витрат гарячої води, коли потужності електронагрівача або джерела тепла не вистачає для нагріву в нужном кількості води до необхідної температури. Акумуляційна ємність виконана зі сталі у вигляді порожнього сосуду з перебуваючим всередині водяним теплообмінником (змійовиком) нагрівального контуру виробу. Ззовні акумуляційна ємність обшита захисним кожухом, виконаним з тонколистового металу.

Між захисним кожухом і зовнішньою поверхнею акумуляційної ємності прокладена теплоізоляція, що дозволяє тривалий час зберігати воду в нагрітому стані при відсутності водорозбору в системі гарячого водопостачання. Нагрівання води в акумуляційній ємності здійснюється за допомогою теплообмінника нагрівального контуру, що знаходиться всередині акумуляційної ємності за рахунок теплоносія, циркулюючого по замкнутому контуру, який утворений самим теплообмінником – теплообмінником електронагрівача і трубами (гріючий контур з примусовою циркуляцією).

Для контролю за температурою води, що нагрівається акумуляційна ємність має штуцер під установку термометра.

У систему гарячого водопостачання вода надходить через верхній патрубок акумуляційної ємності за рахунок тиску в водопроводі, підключеного до нижнього патрубку акумуляційної ємності.

За допомогою блоку "Скарт М" здійснюється настройка температурних режимів і автоматичне керування роботою нагрівача. Зовнішній вигляд блоку зображений на рис. 2.8.

Запобіжний клапан служить для аварійного скидання теплоносія при перевищенні тиску в тепломережі або вузлі нагріву більше допустимого значення.

Датчик "сухого ходу" визначає наявність теплоносія в системі і в разі його нестачі або відсутності відбуватися також аварійне відключення нагрівача, про що свідчить світіння індикатора "РІВЕНЬ".

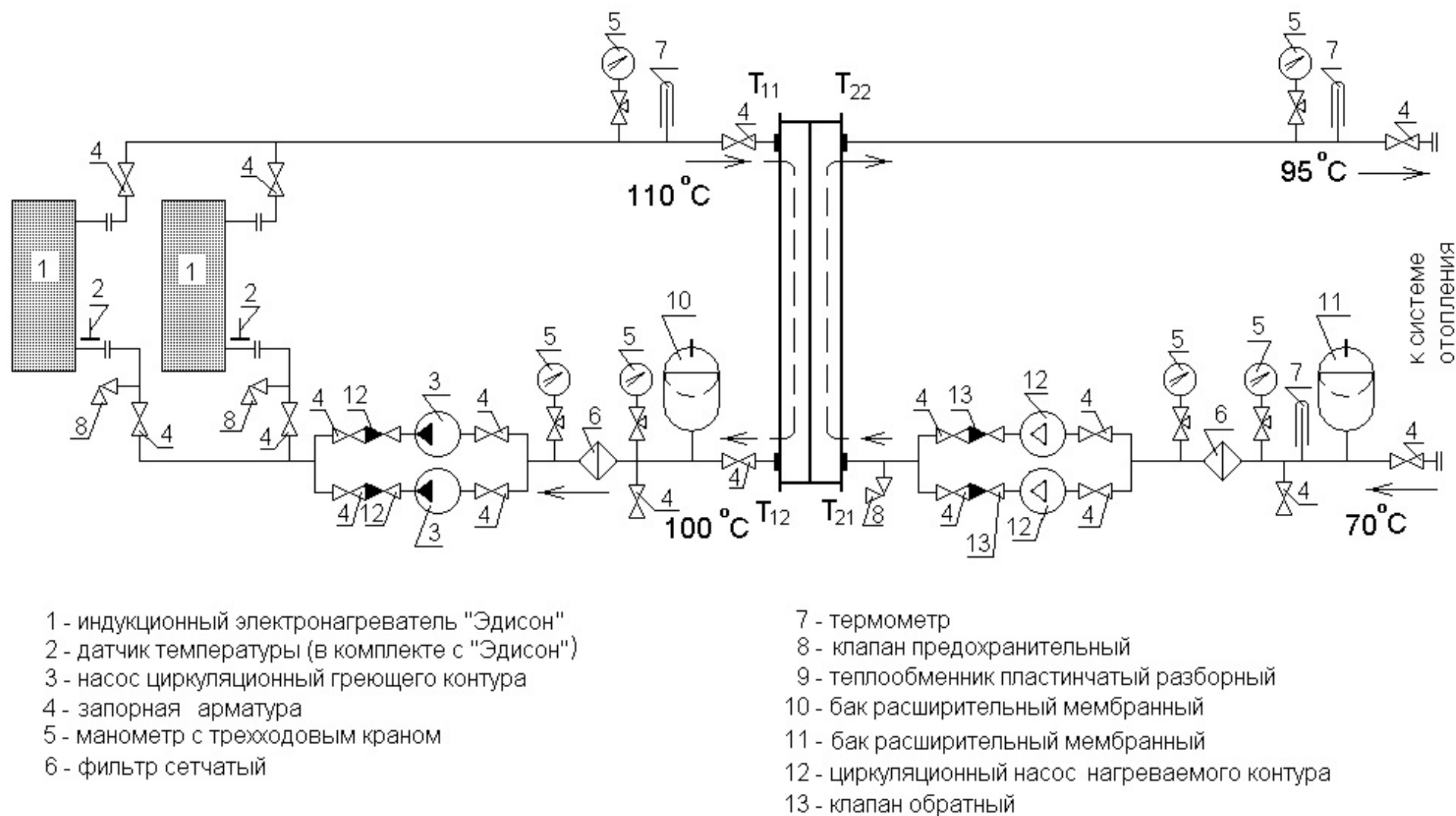


Рисунок 2.7 – Схема підключення вузла електроіндукційного нагріву до мережі тепlopостачання

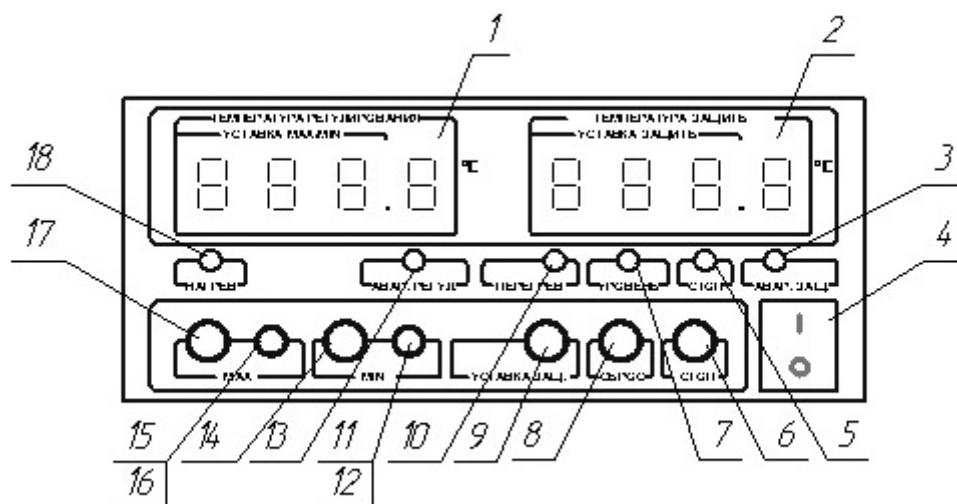


Рисунок 2.8 – Зовнішній вигляд блоку СКАРТ

На рис. 2.8 зображено зовнішній вигляд блоку СКАРТ, на якому:

- 1) Чотиризначний індикатор температури регулювання;
- 2) Чотиризначний індикатор температури захисту;
- 3) Індикатор стану захисного датчика і лінії підключення;
- 4) Вимикач «МЕРЕЖА»;
- 5) Індикатор кнопки «СТОП»;
- 6) Кнопка «СТОП»;
- 7) Індикатор наявності теплоносія;
- 8) Кнопка «Скидання»;
- 9) Кнопка уставки захисту;
- 10) Індикатор стану теплообмінника;
- 11) Регулятор уставки «min»;
- 12) Заглушка регулятора уставки «min»;
- 13) Індикатори стану датчика регулювання температури і лінії
- 14) Кнопка «min»;
- 15) Регулятор уставки «max»;
- 16) Заглушка регулятора уставки «max»;
- 17) Кнопка «max»;
- 18) Індикатор стану вихідного реле.

По одному датчику температури, встановленому на нижній трубі (зворотний трубопровід вузла нагріву) за допомогою блоку "Скарт М" відстежується і підтримується температура теплоносія в зворотному трубопроводі тепломережі за заданим режимом за рахунок включення і відключення нагрівача в автоматичному режимі.

Іншим датчиком температури за допомогою блоку "Скарт М" відстежується температура поверхні теплообмінника нагрівача (відбувається аварійне відключення нагрівача в разі перевищення температури більше допустимого значення, про що свідчить світіння індикатора "ПЕРЕГРІВ"). Перегрів можливий в разі недостатньої витрати теплоносія через теплообмінник нагрівача або відсутності витрати теплоносія.

Для контролю параметрів теплоносія (температури, тиску, рівня) і автоматичного керування установкою використовуються наступні контрольно-вимірювальні прилади:

- 1) запобіжний клапан;
- 2) датчики температури;
- 3) термометри, встановлені в штуцери;
- 4) датчик рівня - датчик "сухого ходу";
- 5) блоки системи контролю автоматичного регулювання температури "Скарт М", що входять до складу шафи управління;
- 6) комутаційні апарати;
- 7) манометри.

Запірно-регулююча арматура забезпечує необхідну витрату теплоносія в контурі вузла нагріву і в тепломережі. Циркуляційні насоси забезпечують циркуляцію теплоносія в тепломережі і в вузлі нагріву. Баки-акумулятори є теплоізованою ємністю, і призначені для накопичення тепла, виробленого індукційними нагрівачами і подальшого використання при відключенні нагрівачів від мережі.

Живлення вузлів нагріву здійснюється від мережі змінного струму напругою 220/380 В частотою 50 Гц.

У робочому режимі при протіканні струму в обмотках під впливом змінного магнітного поля, що створюється магнітною системою, здійснюється індукційний нагрів стінок труб теплообмінника, від яких прогрівається протікає всередині труб теплоносій.

Принципова електрична схема автоматизованого вузла електроіндукційного нагріву з автодиспетчеризацією зображено на рис. 2.9.

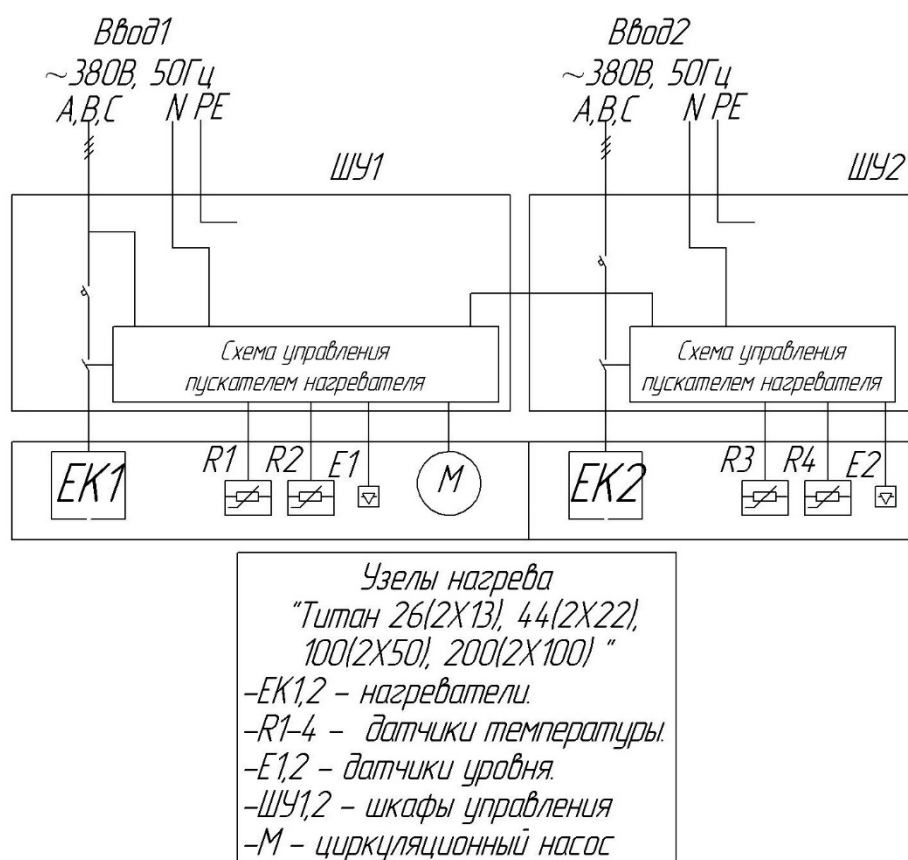


Рисунок 2.9 – Структурна електрична схема вузла індукційного нагріву

Вузол "ВЕНА" функціонує в спеціалізованій локальній мережі по лінії зв'язку з інтерфейсом Ethernet або RS 485 і забезпечує:

1) прийом, реєстрацію і відображення на екрані ПЕВМ інформаційних повідомлень, що надходять від концентраторів і системних контролерів, включених в лінію зв'язку з інтерфейсом Ethernet або RS 485;

- 2) передачу команд управління на концентратори і системні контролери в автоматичному режимі і в режимі ручного управління від ПЕОМ;
- 3) приймання відеозображень від телекамер, підключених до відеокомутаторів з виведенням зображення на екран ПЕОМ;
- 4) вивід звукових сигналів через звукову карту ПЕОМ по інформаційних повідомленням, що надходять від концентраторів і системних контролерів.

Концентратори і системні контролери вузла "ВЕНА" забезпечують виконання своїх основних функцій в автономному режимі при обриві або короткому замиканні в лініях зв'язку або відмові ПЕОМ. Перехід в автономний режим відбувається автоматично при втраті зв'язку з ПЕОМ. При відновленні зв'язку вузол "ВЕНА" продовжує своє функціонування в мережевому (штатному) режимі.

Конструкція вузла "ВЕНА" забезпечена індикацією підключення і відключення нових елементів без переривання електроживлення. Вузол "ВЕНА" передбачає індикацію і автоматичного розпізнавання елементів що приєднуються. Підключення нових елементів здійснюється після їх включення в базу даних і відповідного апаратного програмування відповідно до технічної документації підприємства-виготовлювача (постачальника).

Висновки до розділу 2

В даному розділі було розглянуто елементи і вимоги до функціонування системи автоматичного регулювання частоти і потужності, проведений аналіз особливостей роботи даної системи в ОЕС України. Розглянуто концепцію побудови системи автоматичного регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів. Проведено огляд особливостей роботи, характеристик і конструкції автоматизованих вузлів електро-індукційного нагріву з акумуляцією, як одиничних складових системи автоматичного управління споживанням електричної енергії.

3 РОЗРАХУНОК ВПЛИВУ ВСТАНОВЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ ВУЗЛІВ ЕЛЕКТРОІНДУКЦІЙНОГО НАГРІВУ НА РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ І ГРАФІКИ ДОБОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ МИКОЛАЇВ ОБЛЕНЕРГО

3.1 Опис заходів що пропонуються до впровадження для вирівнювання добового графіку навантаження

Для досягнення ефекту вирівнювання графіку навантаження електричної мережі 10 кВ пропонується встановити у загальноосвітній школі що отримує живлення від трансформаторної підстанції ТП-804 автоматизований вузол електроіндукційного нагріву з автодиспетчеризацією. Електрична потужність даного вузла складає 100 кВт. Вузол призначений для нагрівання і накопичення гарячої води у години нічного мінімуму навантаження і подальшого використання накопиченого тепла вдень і ввечері, тобто у часи максимального навантаження електричних мереж.

Автоматизований вузол електроіндукційного нагріву з автодиспетчеризацією потужністю 100 кВт планується встановити у загальноосвітній школі що відповідає пункту навантаження н.1.2 схеми електричної мережі 0,4 кВ трансформаторної підстанції ТП-804. Трансформаторна підстанція ТП-804 у свою чергу отримує живлення від електричної мережі 10 кВ.

Для аналізу впливу встановлення запропонованого вузла на режимні параметри живильних електричних мереж напругою 10 кВ і 0,4 кВ і ймовірної необхідності заміни обладнання, потрібно провести розрахунки усталеного режиму роботи. Розрахунки включають в себе наступні параметри режиму: струми і потужності, що протікають на окремих ділянках мережі, а також напругу у вузлових точках мережі.

Для аналізу впливу встановлення вузла електроіндукційного нагріву в загальноосвітній школі на добове споживання електричної енергії, будуть побудовані графіки електричних навантажень для мереж напругою 10 кВ і 0,4 кВ.

3.2 Загальні методи та алгоритми аналізу режимних параметрів розподільних мереж

Розрахунок усталених режимів електричних мереж виконують з метою оцінки технічних умов та визначення економічної ефективності їх роботи. Параметри режиму визначають на основі розрахункової схеми електричної мережі (її заступні схеми). Ряд параметрів заступних схем, таких як активна провідність лінії, а також активна і реактивна провідності трансформаторів, опори і провідності електроприймачів та параметри інших елементів електричної мережі залежать від параметрів режиму мережі, тобто є нелінійними. Однак в багатьох практичних розрахунках нелінійністю параметрів схеми нехтують і вважають схему мережі лінійною. [15] Методи розрахунку режимів електричних мереж можна поділити на традиційні і формалізовані. Традиційні методи базуються на простому використанні основних законів електричних кіл і методів еквівалентних перетворень схем електричних мереж. Перевагою цих методів, які склалися і вдосконалювалися протягом багатьох років, є їх простота і наочність.

Оволодівши даними методами, можна перейти до більш досконалих універсальних методів розрахунку. Традиційними методами користуються при розрахунку простих розімкнених і замкнених електричних мереж. Формалізовані методи розрахунку побудовані на основі теорії графів і матричної алгебри. Конфігурація електричної мережі (її геометрична схема або граф) аналітично описується матрицею з'єднань, яка враховує всі зв'язки між вузлами (вершинами) схеми. За допомогою цієї матриці автоматично за допомогою ЕОМ формуються рівняння стану мережі (математична модель), після чого ці рівняння розв'язують одним із чисельних методів. Таким чином, формалізація складання рівнянь стану (у векторній або координатній формах) дає можливість повністю автоматизувати на ЕОМ розрахунок електричних мереж будь-якої конфігурації.

Розрахунки режимів здійснюють як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електричних мереж. Точність розрахунків залежить від точності вихідних даних, методики розрахунку і припущень, що приймаються при розрахунку.

У багатьох практичних випадках обмежуються наближеним розрахунком, особливо на стадії проектування, коли вихідні дані про навантаження задані наближено. В умовах експлуатації при оптимізації параметрів режимів електричної мережі точність розрахунку повинна бути достатньо високою.

Для розрахунку режиму задається однолінійна схема електричної мережі, значення активних і реактивних потужностей навантаження у вузлах, а також величина напруги в одному з вузлів. На основі заданої однолінійної схеми у відповідності з послідовністю з'єднання елементів мережі складають розрахункову схему і визначають її параметри (опори і провідності елементів), а також розрахункові навантаження вузлів, після чого розраховують параметри режиму. [13]

Методи розрахунку режиму ЛЕП розрізняються в залежності від типу електричної мережі, класу номінальної напруги та способу надання навантаження. Визначимо напругу U_1 і потужність S_1 на початку радіальної трифазної лінії електропередачі за відомими значеннями напруги U_2 і потужності навантаження S_2 в кінці цієї лінії. Параметри режиму розрахуємо для лінії місцевої мережі, схема заміщення якої приведена на рис.2.1,б. Фазну напругу $U_{1\phi}$ на початку лінії визначимо за другим законом Кірхгофа:

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_2 z_{1-2}, \quad (3.1)$$

де $U_{2\phi}$ – фазна напруга в кінці лінії; I_2 – розрахунковий струм навантаження.

При активно-індуктивному характері навантаження вектор струму I_2 відстає за фазою від вектора напруги $U_{2\phi}$ на деякі $U_{2\phi}$ й кут зсуву фаз ϕ_2 , причому модуль струму і його фаза визначаються за даними параметрами режиму кінця лінії так:

$$I_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2^*}, \quad (3.2)$$

$$\varphi_2 = \arctg \frac{Q_2}{P_2}. \quad (3.3)$$

Векторна діаграма лінії надана на рис.2.1,в, де вектор $U_{2\phi}$ суміщений з віссю дійсних величин. Спад напруги $I_2 r_{1-2}$ в активному опорі лінії збігається з фазою струму навантаження I_2 , а спад напруги $jI_2 x_{1-2}$ в індуктивному опорі – випереджає цей струм на 90° . Спади напруг в активному та індуктивному опорах в сумі з вектором $U_{2\phi}$ згідно з (2.1), дадуть фазну напругу на початку лінії $U_{1\phi}$.

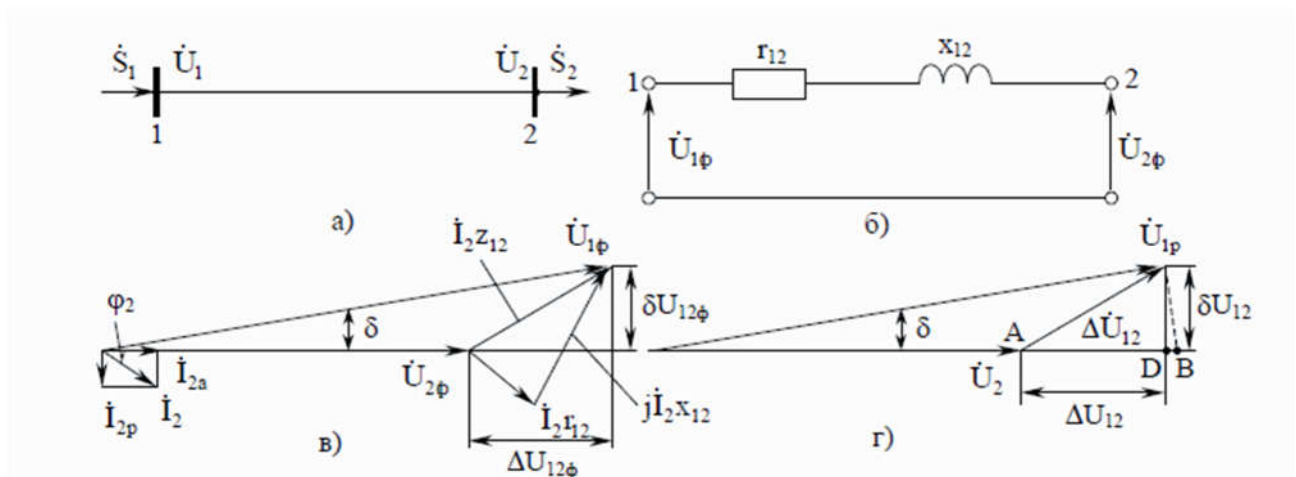


Рисунок 3.1 – Схеми і векторні діаграми лінії місцевої мережі: а – однолінійна схема; б – заступна схема; в – векторна діаграма фазних напруг; г – векторна діаграма лінійних напруг

Як видно з векторної діаграми, напруги $U_{1\phi}$ та $U_{2\phi}$ зміщені у фазі на кут δ , величина якого залежить від модуля і фази вектора спаду напруги $I_2 z_{1-2}$ в лінії.

Вектор спаду напруги на комплексній площині розкладається на його повздовжню $\Delta U_{1-2\phi}$ та поперечну $\delta U_{1-2\phi}$ складові:

$$I_2 z_{1-2} = (I_{2a} - jI_{2p}) \cdot (r_{1-2} + jx_{1-2}) = \Delta U_{1-2\phi} + j\delta U_{1-2\phi} , \quad (3.4)$$

$$\Delta U_{1-2\phi} = I_{2a} \cdot r_{1-2} + I_{2p} \cdot x_{1-2} = I_2 (r_{1-2} \cdot \cos \varphi + x_{1-2} \cdot \sin \varphi) , \quad (3.5)$$

$$\delta U_{1-2\phi} = I_{2a} \cdot x_{1-2} + I_{2p} \cdot r_{1-2} = I_2 (x_{1-2} \cdot \cos \varphi - r_{1-2} \cdot \sin \varphi) . \quad (3.6)$$

З врахуванням (3.4) комплексне значення фазної напруги на початку лінії можна виразити таким чином:

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} + \Delta U_{1-2\phi} + j\delta U_{1-2\phi} , \quad (3.7)$$

звідки модуль фазної напруги на початку лінії буде визначений:

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U_{1-2\phi})^2 + (\delta U_{1-2\phi})^2} . \quad (3.8)$$

Як відомо, фазні напруги відрізняються від лінійних в $\sqrt{3}$ рази. Відповідна векторна діаграма лінійних напруг зображена на рис. 3.1. За цією діаграмою, напруга на початку лінії:

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3} I_2 z_{1-2} = U_2 + \Delta U_{1-2} + j\delta U_{1-2} . \quad (3.9)$$

Модуль і фаза лінійної напруги U_1 на початку лінії:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{1-2})^2 + (\delta U_{1-2})^2} , \quad (3.10)$$

$$\delta = \arctg \frac{\delta U_{1-2}}{U_2 + \Delta U_{1-2}} . \quad (3.11)$$

Оскільки розрахунок режиму переважно виконується в потужностях, то складові ΔU і δU вектора спаду напруги зручно виразити через потужність навантаження. Тоді матимемо:

$$\Delta U_2 = \frac{S_2}{U_2} (r_{1-2} \cdot \cos \varphi + x_{1-2} \cdot \sin \varphi) = \frac{P_2 r_{1-2} + Q_2 x_{1-2}}{U_2} , \quad (3.12)$$

$$\delta U_2 = \frac{S_2}{U_2} (x_{1-2} \cdot \cos \varphi + r_{1-2} \cdot \sin \varphi) = \frac{P_2 x_{1-2} + Q_2 r_{1-2}}{U_2} , \quad (3.12)$$

З рис. 3.1, видно, що спад напруги в лінії є геометричною (векторною) різницею напруг на початку і в кінці лінії:

$$\sqrt{3} I_2 z_{1-2} = U_1 - U_2 . \quad (3.13)$$

На практиці часто користуються поняттям втрати напруги, яка визначається як алгебраїчна різниця модулів напруг початку і кінця лінії. Втрата напруги на рис. 3.1, г відповідає довжині відрізка $AB = U_1 - U_2$. У лініях номінальною напругою $U \leq 110$ кВ поперечна складова спаду напруги δU невелика (кут зсуву фаз δ між напругами U_1 і U_2 малий), тому втрату напруги приблизно прирівнюють до повздовжньої складової спаду напруги ΔU . Тоді модуль напруги на початку лінії:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{1-2} , \quad (3.14)$$

а кут зсуву фаз між напругами U_1 і U_2 прирівнюють до нуля. Для визначення решти параметрів режиму необхідно розрахувати втрати активної і реактивної потужності в лінії:

$$\Delta P_{1-2} = 3I_2^2 r_{1-2} = \frac{S_2^2}{U_2^2} r_{1-2} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} r_{1-2} , \quad (3.15)$$

$$\Delta Q_{1-2} = 3I_2^2 x_{1-2} = \frac{S_2^2}{U_2^2} x_{1-2} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} x_{1-2} , \quad (3.16)$$

З врахуванням втрат потужності в лінії визначимо потужність на початку лінії:

$$S_1 = S_2 + \Delta P_{1-2} + j\Delta Q_{1-2} . \quad (3.17)$$

Аналогічно проводиться розрахунок параметрів режиму в кінці лінії за даними на початку. Напруга в кінці лінії, визначена за другим законом Кірхгофа:

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3}I_1 z_{1-2} = U_1 - \Delta U_{1-2} - j\delta U_{1-2} , \quad (3.18)$$

Векторна діаграма напруг лінії для даного випадку показана на рис. 3.2.

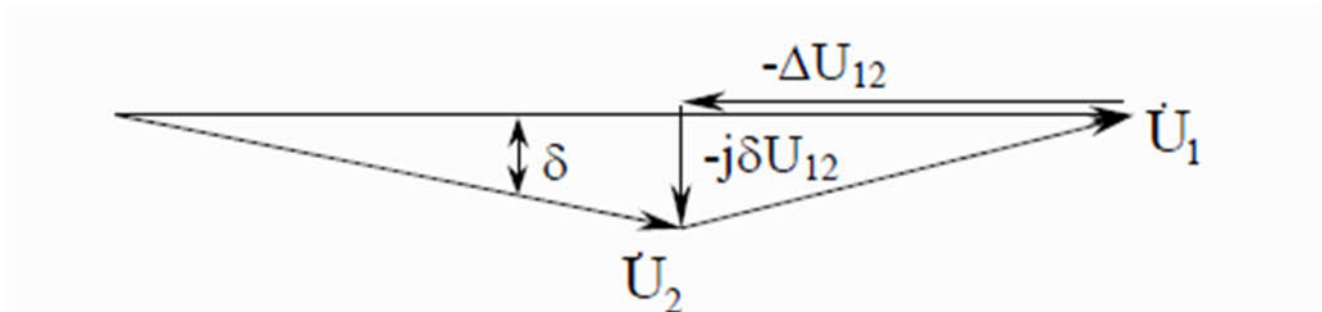


Рисунок 3.2 – Визначення напруги на початку лінії

У відповідності з діаграмою напруг рис. 3.2 і виразом (3.17) модуль напруги в кінці лінії:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{1-2})^2 + (\delta U_{1-2})^2}, \quad (3.19)$$

а фаза напруги U_2 :

$$\delta = \arctg \frac{-\delta U_{1-2}}{U_1 - \Delta U_{1-2}}. \quad (3.20)$$

Потужність в кінці лінії визначають з балансу потужностей як:

$$S_2 = S_1 - \Delta P_{1-2} - j\Delta Q_{1-2}, \quad (3.21)$$

де втрати ΔP_{12} , ΔQ_{12} визначають за формулами, аналогічними (3.15) та (3.16) за даними параметрами режиму на початку лінії.

При розрахунку розподільних електричних мереж приймають ряд припущень:

- в заступних схемах повітряних ліній напругою до 35 кВ включно не враховують ємнісну провідність;
- в заступних схемах кабельних ліній не враховують індуктивний опір кабелів, оскільки його величина набагато менша від величини активного опору;
- при розрахунку електричних мереж напругою 110 кВ і нижче не враховують поперечну складову спаду напруги, при цьому втрата напруги прирівнюється до його повздовжньої складової;
- в місцевих мережах відхилення напруги від номінальної незначні, тому втрату напруги розраховують за номінальною напругою мережі;
- при визначенні розподілу потужностей в місцевих електричних мережах втратами потужності в лініях нехтують (якщо за умовою задачі не потрібно оцінювати їх величину).

3.3 Програмне середовище аналізу режимів мереж PowerFactory

Програмний комплекс PowerFactory вже понад 30 років використовується енергетиками більше ніж в 110 країнах світу, для вирішення всього спектру завдань планування та керування режимами електричних мереж і систем.

Оператори національних електроенергетичних систем – National Grid (Велика Британія), Terna (Італія), Tennet (Нідерланди), Western Power (Австралія), EnBW (Німеччина) та багато інших використовують PowerFactory для моделювання динаміки, оцінювання пропускної спроможності перетинів, аналізу надійності та можливих аварій в електроенергетичних системах.

У 2008 році НЕК «Укренерго» придбало даний програмний комплекс. Створено статичну та динамічну моделі електроенергетичної системи України 220-750 кВ. Було реалізовано можливість подання мереж 110 кВ як з використанням еквівалентних ланцюгів (традиційний підхід), так і з використанням детальної схеми мережі обленерго.

Програмний комплекс працює в повністю графічному віконному середовищі, реалізуючи найбільш сучасний та інтуїтивно зрозумілий графічний інтерфейс користувача. Передбачені окремі вікна для відображення результатів розрахунку, однолінійних схем мережі, детальних схем з'єднання підстанцій, таблиць вихідних даних тощо.

В інтерактивному режимі користувач може працювати з системою, за допомогою командного рядка. Цей режим дозволяє також створювати відповідні послідовності команд, процедури та зберігати їх у спеціальних файлах. Таким чином, за допомогою простої вбудованої мови програмування (DPL) реалізується пакетний режим роботи системи. Останнє особливо є необхідним при вирішенні складних завдань, що вимагають розрахунків багатьох режимів та їх автоматизованого аналізу.

Фоновий режим роботи дозволяє програмі працювати в багатозадачному середовищі. Цей режим необхідний при спільній роботі PowerFactory з іншими системами. Потужний графічний редактор підтримує велику кількість графічних функцій, таких як багатошаровість, автоматична генерація типових схем підстанцій,

умовно залежне забарвлення елементів, масштабування, візуальна ідентифікація тощо.

Система документування проектів автоматично формує звіти, заповнюючи готові шаблони результатами розрахунків. Існує можливість побудови власних шаблонів звітів. Всі дані можуть бути імпортовані або експортовані в інші формати зберігання. Табличні дані можуть бути конвертовані в формат MS Excel або Access, а обмін графічними даними з іншими додатками може здійснюватися через BMP або WMF формати.

PowerFactory включає постійно зростаючий перелік підтримуваних функцій для вирішення прикладних завдань:

1. Розрахунок симетричних та несиметричних усталених режимів, струмів короткого замикання для одно-, дво- та трифазних мереж змінного струму та мереж постійного струму.

2. Моделювання станційних, групових та первинних регуляторів, автоматичного регулювання частоти, активної потужності, зокрема, для завдання розподілу небалансу активної потужності між електростанціями та аналізу післяаварійних усталених режимів при розрахунку навантаження для блоків.

3. Аналіз режимів напруг та планування резервів реактивної потужності за допомогою методів PU- та QU-кривих, UQ - чутливості та модального аналізу Якобіана.

4. Оптимізація (лінійна та нелінійна) режимів електроенергетичних систем з низкою обмежень, включаючи перетікання по перетинах, межі регулювання реактивної потужності станційними регуляторами, активної - регуляторами АРЧМ тощо.

5. Аналіз низьковольтних та оптимізація розподільних мереж.

6. Моделювання електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів, розрахунки статичної та динамічної стійкості.

7. Створення моделей регуляторів для конкретних груп споживачів, наприклад, АРВ та ідентифікація їх параметрів за даними натуральних випробувань.

8. Розрахунок, моделювання та координація систем РЗА, пристроїв силової електроніки, FACTS.

9. Моделювання та аналіз обважнених та аварійних режимів, N-1, Nm.

10. Застосування та використання різних інтерфейсів, інтеграції з системами WAMS, SCADA, ГІС, БД.

11. Розрахунок та аналіз надійності, гармонійний аналіз.

У головному вікні програми можна виділити графічне вікно, в якому креслиться схема електричної мережі, та вікно результатів, де виводяться результати розрахунків та службові повідомлення. На рис. 3.3 зображено вигляд головного вікна програми.

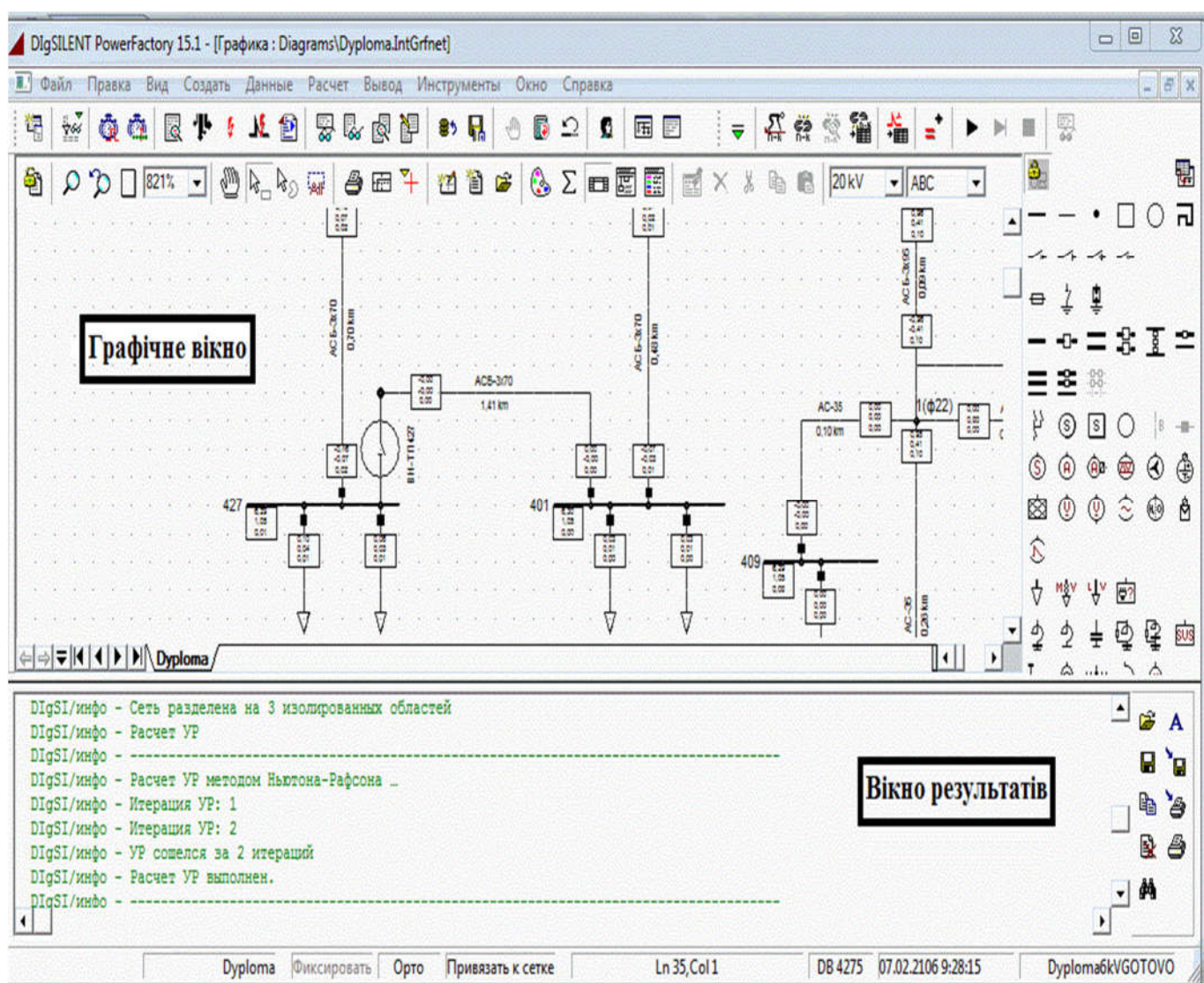


Рисунок 3.3 – Головне вікно програми

Всі дані об'єктів (генератор, трансформатор, лінія електропередач тощо) мають ієрархічну структуру та впорядковані в папках з метою покращення навігації. Для перегляду даних та їх організації використовується менеджер даних, що зображений на рис. 3.4.

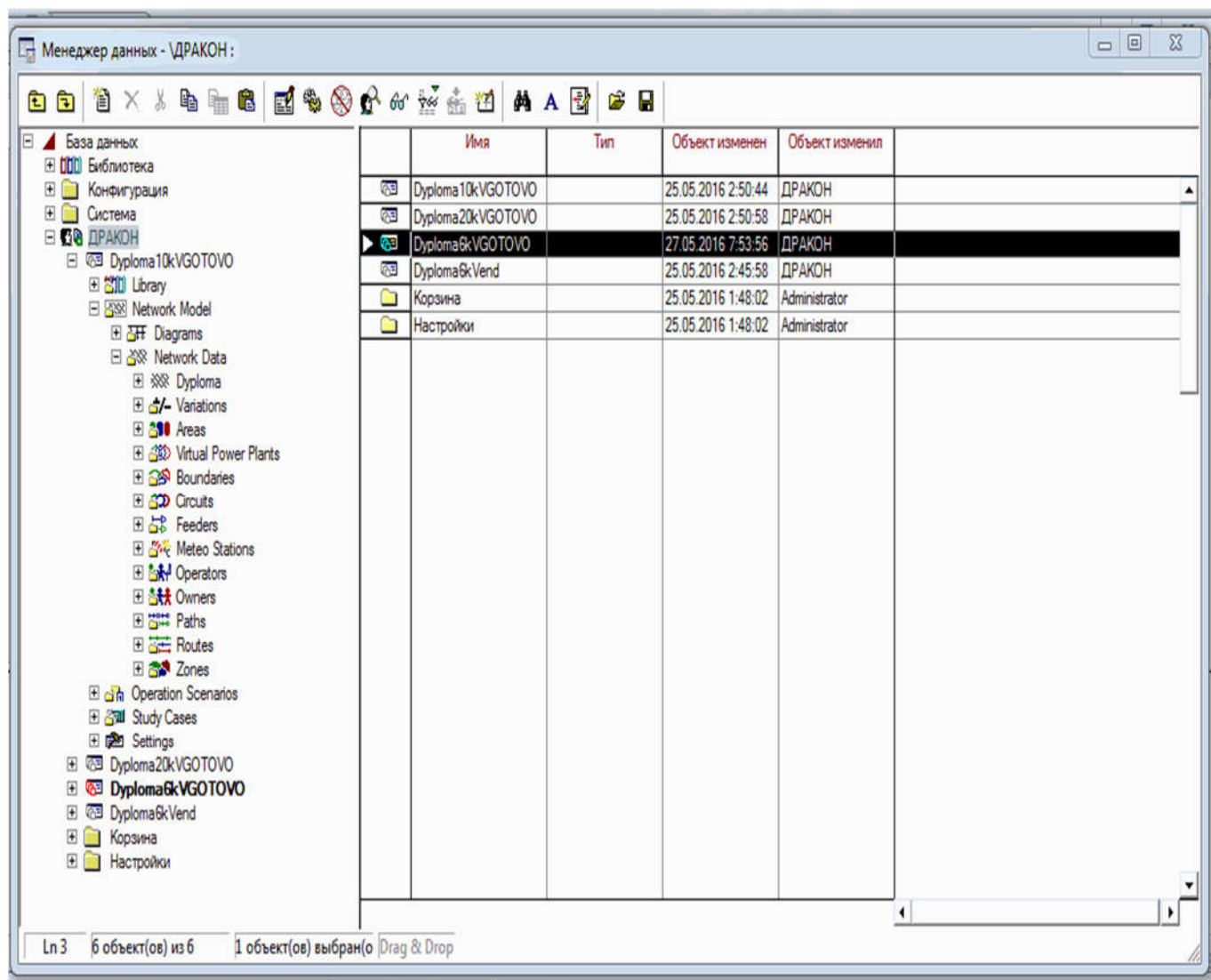


Рисунок 3.4 – Менеджер даних

Таким чином, доступ до даних об'єкту може бути здійснено в діалоговому вікні, яке можна відкрити подвійним натисканням мишки на відповідному зображенні об'єкта, дані якого необхідно редагувати, або в менеджері даних.

Початковим етапом розрахунку режиму електричної мережі є побудова принципової схеми в графічному вікні програми. Для цього використовується перелік елементів, що знаходиться в правій частині графічного вікна і показаний на рис. 3.3.

Наступним кроком моделювання буде задання параметрів електрообладнання через меню, що викликається подвійним натисканням на елемент, або через менеджер даних.



Рисунок 3.5 – Вікно елементів електричної мережі

Розглянемо основні структурні елементи схеми мережі для аналізу усталеного режиму в Power Factory та їх параметри :

1. Повітряні та кабельні лінії електропередачі. Для них задаються матеріал жили, нормальна температура роботи, умови прокладення (для кабелів) активні та реактивні опори та провідності, довжина лінії. Програма вже має бібліотеку з типами проводів та кабелів з заданими параметрами, а також є можливість створити власний локальний тип і в подальшому використовувати його.

2. Навантаження може задаватись в наступному вигляді: P, Q ; $P, \cos \phi$; $Q, \cos \phi$; $I, \cos \phi$; $S, \cos \phi$; I, P ; S, P ; S, Q . Тут P – активна потужність, Q – реактивна потужність, S – повна потужність, I – струм, $\cos \phi$ – коефіцієнт потужності споживача.

Навантаження може бути задане як симетричним, так і не симетричним окремо для кожної фази.

3. Шина підстанції характеризується рівнем номінальної напруги та максимально допустимими її відхиленнями.

4. Власне підстанція може моделюватися детально з використанням моделей трансформаторів та обладнання РУ, або спрощено шиною з заданим рівнем напруги та джерелом живлення.

5. Джерелом живлення схеми може виступати асинхронна або синхронна машина – генератор, генератори ВЕС, СЕС чи акумуляторні батареї. Також в якості джерела живлення нескінченної потужності до шин живильної підстанції може бути підключений ввід із зовнішньої мережі.

3.4 Розрахунок режимних параметрів діючої розподільної мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 в період вечірнього максимуму навантаження, без встановлення індукційних вузлів нагрівання (ВЕНА)

Розрахунок усталеного режиму діючої мережі Миколаївських електричних мереж виконано в програмному середовищі Power Factory. Принципові схеми мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 зображені на рис. 3.6 і рис. 3.7. Схема Миколаївських електричних мереж напругою 10 кВ зображена частково, так як повна схема має достатньо розгалужений вигляд і не вміщається у габарити необхідні для коректного відображення у форматі пояснювальної записки дипломної роботи. На приведеній нижче частині схеми мереж 10 кВ зображена та частина схеми, у склад якої входить трансформаторна підстанція ТП-804, до якої у свою чергу, підключена внутрішня електромережа сільської загальноосвітньої школи в приміщенні якої планується встановити автоматизований вузол електроіндукційного нагріву ВЕНА з автодиспетчеризацією.

Вхідні дані: $U_{номA} = 10$ кВ – номінальна напруга мережі 10 кВ; $U_{номB} = 0,4$ кВ – номінальна напруга мережі 0,4 кВ; $U_{вихA} = 10,5$ кВ – напруга на виході з

живильних підстанцій мережі 10 кВ ($U_{ном} + 5\%$); $U_{вихВ} = 0,4$ кВ – напруга на виході з живильних підстанцій мережі 0,4 кВ ($U_{ном} + 5\%$); $\cos \phi = 0,92$ – коефіцієнт навантаження.

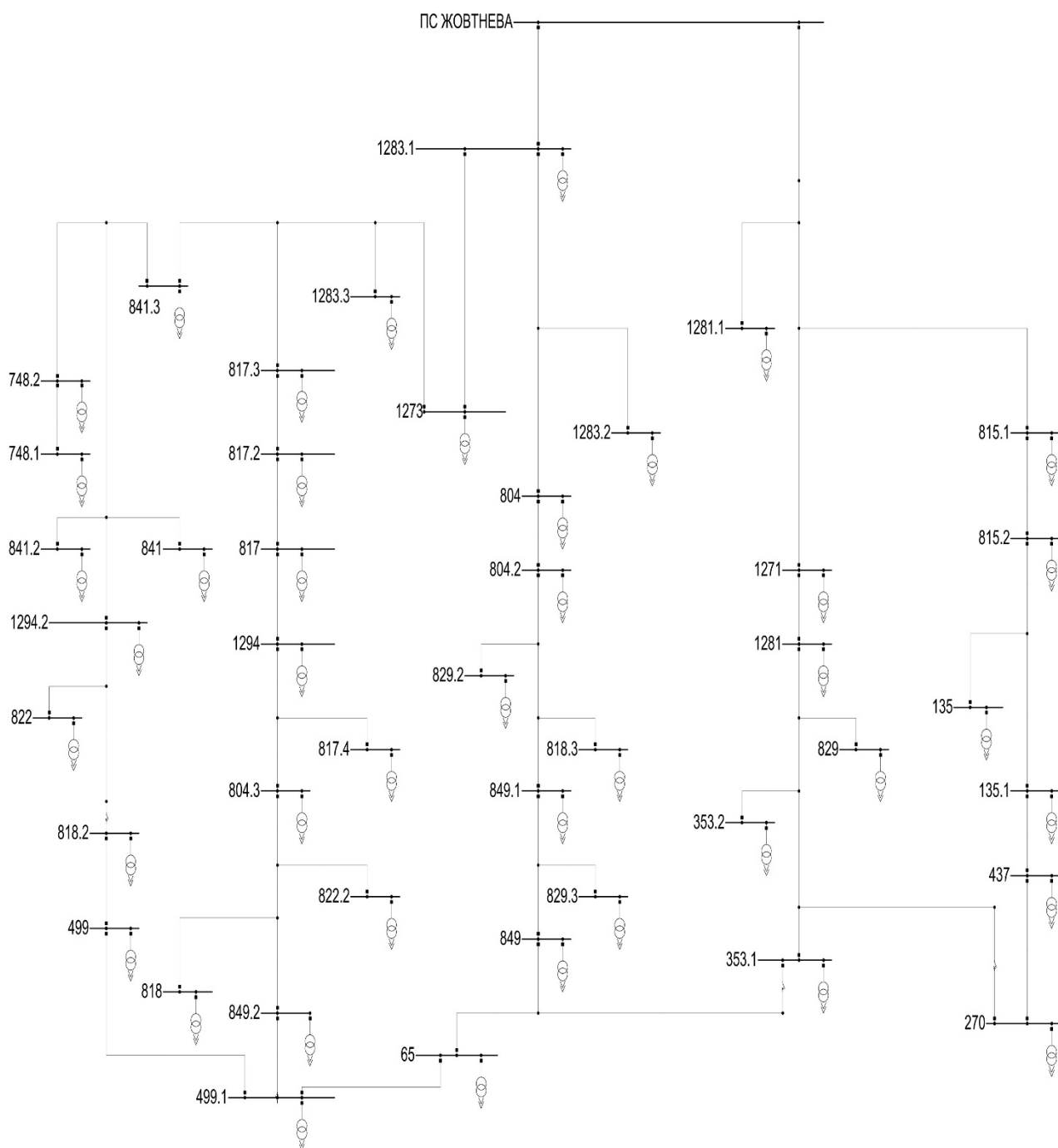


Рисунок 3.6 – Схема Миколаївських РЕМ 10кВ

В заданих схемах використовуються наступні типи кабелів та проводів: АСБ-3х50, АСБ-3х70, АСБ-3х95, ААБЛ-3х150, АС-35, АС-50.

Визначимо параметри схеми заміщення ліній. Для напруги 10 кВ активною провідністю можна знехтувати. Відповідно схема заміщення буде симетричною П-подібною, як вказано на рис. 3.8.

Для кабельних ліній параметри схеми заміщення є табличними величинами і надані заводом виробником, для повітряних ліній реактивний опір X_L та реактивна провідність B_L залежать від типу опори, а саме від міжфазних відстаней. В даній мережі використовуються дерев'яні опори з оголів'ям П10-16, що типовий для встановлення на напругах 6-10 кВ, який представлений на рис. 3.9.

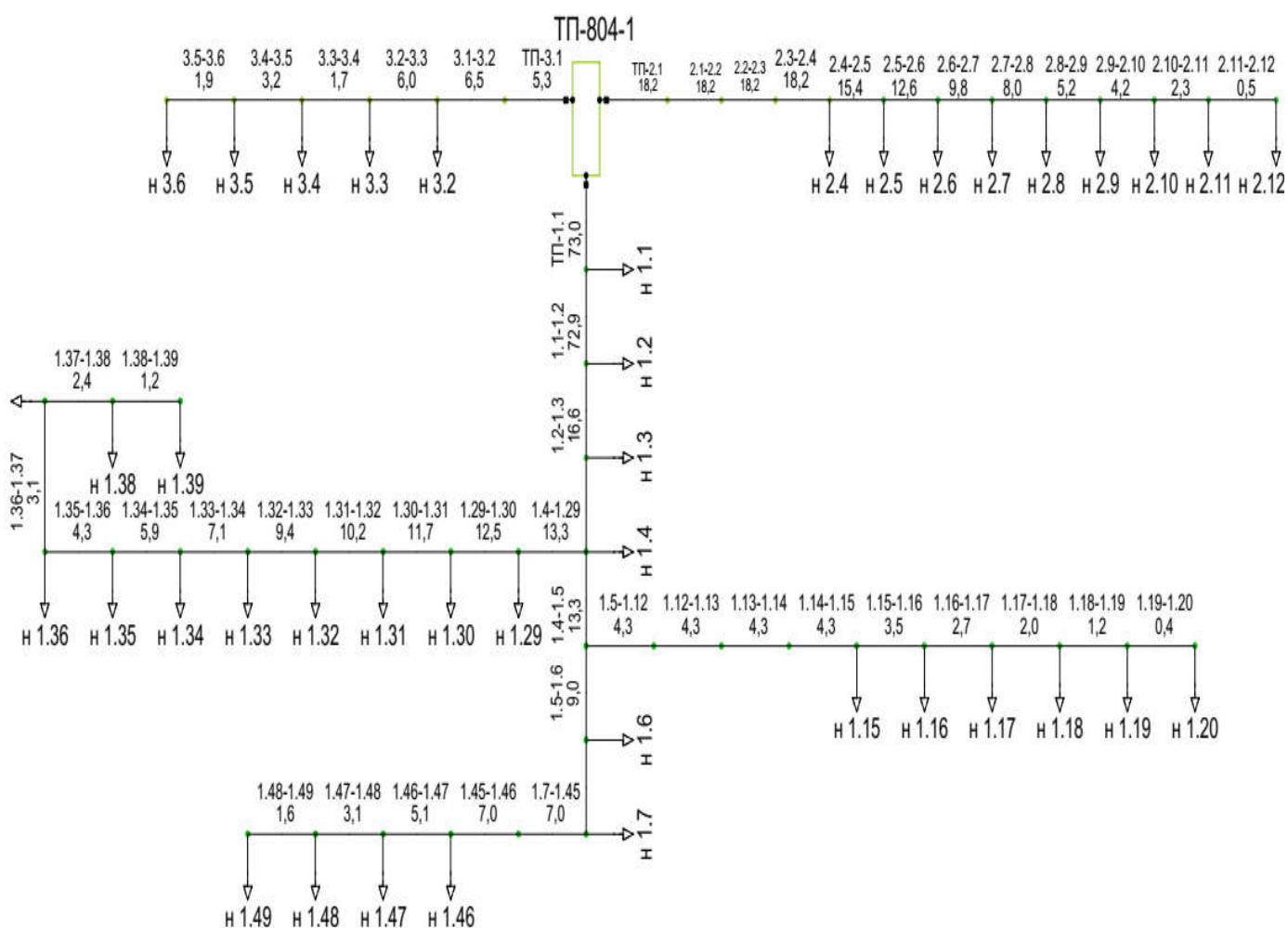


Рисунок 3.7 – Схема мережі ТП-804 0,4 кВ

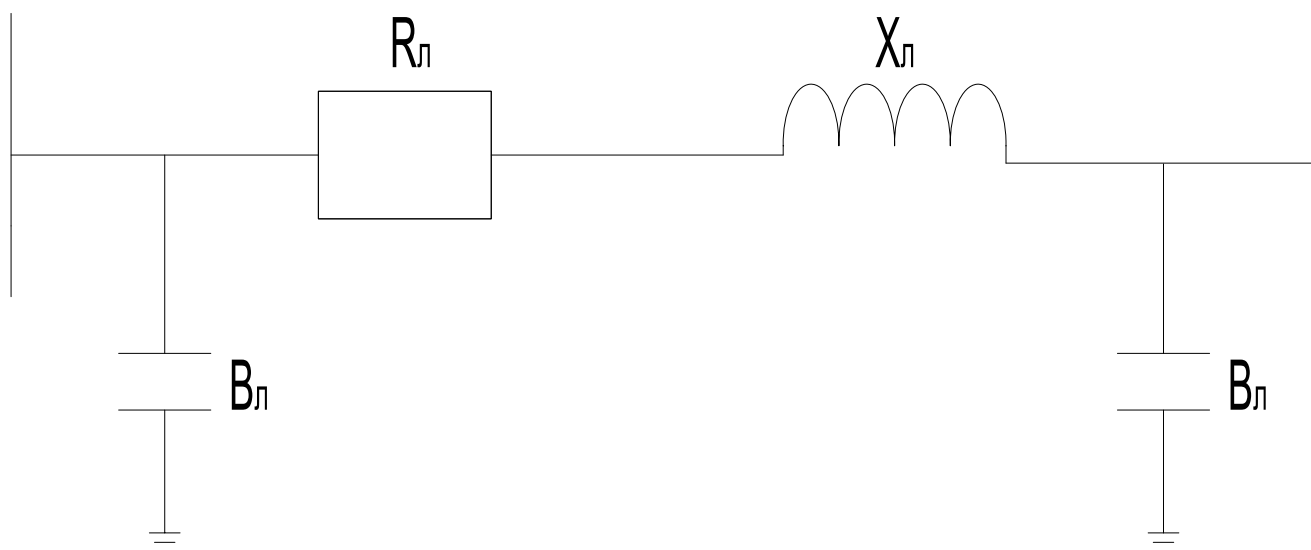


Рисунок 3.8 – Схема заміщення ліній електропередач

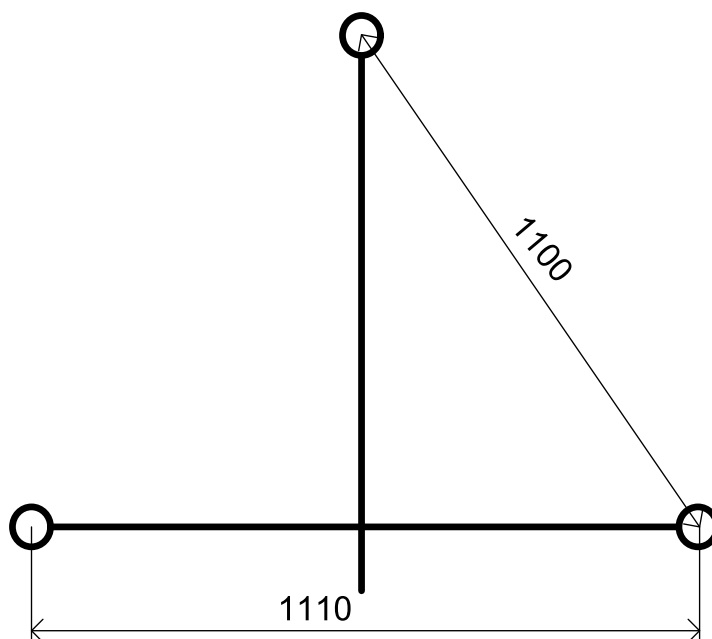


Рисунок 3.9 – Оголів'я опори П10-16

Погонні реактивні опір та провідність проводу визначаються за наступними формулами:

$$X_0 = 0,144 \cdot \log \left(\frac{D_{сз} \cdot 10^3}{r} \right) + 0,016 , \quad (3.22)$$

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{D_{c2} \cdot 10^3}{r} \right)}, \quad (3.23)$$

де r – радіус струмоведучої жили ,

D_{c2} – середньгеометрична відстань між проводами на опорі, визначається як:

$$D_{c2} = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}}. \quad (3.24)$$

Згідно формул (3.22 – 3.24) визначимо погонні реактивні параметри проводів АС - 35/6,2 та АС-50/8:

$$D_{c2\Pi 0-16} = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}} = \sqrt[3]{1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,11} = 1,103 \text{ м};$$

$$X_{AC-50} = 0,144 \cdot \log \left(\frac{D_{c2} \cdot 10^3}{r} \right) + 0,016 = 0,144 \cdot \log \left(\frac{1,103 \cdot 10^3}{4,8} \right) + 0,016 = 0,356 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$B_{AC-50} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{D_{c2} \cdot 10^3}{r} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{1,103 \cdot 10^3}{4,8} \right)} = 3,21 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$X_{AC-35} = 0,144 \cdot \log \left(\frac{D_{c2} \cdot 10^3}{r} \right) + 0,016 = 0,144 \cdot \log \left(\frac{1,103 \cdot 10^3}{4,2} \right) + 0,016 = 0,364 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$B_{AC-35} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{D_{c2} \cdot 10^3}{r} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{1,103 \cdot 10^3}{4,2} \right)} = 3,133 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Всі параметри схеми заміщення проводів та кабелів занесені в табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Погонні параметри схеми заміщення ліній

Марка проводу/кабелю	Активний опір, Ом/км	Реактивний опір, Ом/км	Реактивна провідність, мкСм/км
АС-35	0,79	0,364	3,133
АС-50	0,603	0,356	3,21
АСБ-3х50	0,62	0,083	114
АСБ-3х70	0,443	0,08	127
АСБ-3х95	0,326	0,078	134
ААБЛ-3х150	0,206	0,074	162

В результаті розрахунку параметрів режиму в програмному середовищі Power Factory було отримано рівні напруг в пунктах мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804, струми та потужності в лініях, значення завантаження ліній мережі 0,4 кВ по допустимому струму, сумарні втрати активної та реактивної потужності. Розрахунок виконано в режимі вечірнього максимуму навантаження при умові відсутності у вузлі н.1.2 мережі 0,4 кВ ТП-804 автоматизованого вузла індукційного нагрівання (ВЕНА) потужністю 100 кВт.

В табл. 3.2 наведені значення розрахунків втрат потужності в пунктах мережі 10 кВ для режиму вечірнього максимуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання потужністю 100 кВт у пунктах мережі 0,4 кВ ТП-804, яка відповідно отримує живлення від мережі 10 кВ.

Таблиця 3.2 – Втрати потужності в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва ТП	Потужність, кВт	Втрати загалом, кВт	Втрати на нагрів, кВт	Ненагрівальні втрати, кВт
1	2	3	4	5	6
1	КТП-135	73,43	1,68	1,31	0,37
2	ЗТП-270	151,23	2,51	1,65	0,86
3	ТП-849	95,61	1,73	1,14	0,59
4	ТП-437	165,92	2,84	1,98	0,86
5	ТП-804	218,13	3,07	1,95	1,12
6	ТП-817	121,49	2,44	1,86	0,58
7	ТП-818	116,28	1,68	0,57	1,11
8	ТП-822	122,71	2,49	1,91	0,58
9	КТП-829	75,25	1,74	1,36	0,38
10	ТП-841	136,14	2,95	2,37	0,58
11	ТП-1273	129,74	2,72	2,13	0,59
12	ЩТП-1283.1	109,09	2,08	1,48	0,6
13	ЩТП-1283.2	56,68	1,15	0,77	0,38
14	ЩТП-1283.3	59,05	1,22	0,84	0,38
15	ТП-1294	86,79	2,21	1,84	0,37
16	ЩТП-1294.2	41,52	0,96	0,69	0,27
17	ЩТП-817.3	45,82	1,11	0,83	0,28
18	ЩТП-817.2	109,15	2,09	1,51	0,58
19	ЩТП-804.3	49,47	1,25	0,98	0,27
20	ЩТП-849.2	99,46	1,84	1,25	0,59
21	ЩТП-499.1	97,23	1,78	1,19	0,59
22	СКТП-1271	105,50	1,98	1,39	0,59
23	СКТП-1281	103,27	1,93	1,33	0,6
24	ЩТП-353.2	90,35	1,61	1,02	0,59
25	ЩТП-1281.1	86,00	2,16	1,78	0,38
26	ЩТП-815.1	62,36	1,32	0,94	0,38
27	ЩТП-815.2	77,29	1,82	1,45	0,37

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6
28	ЩТП-135.1	125,65	2,58	2,0	0,58
29	ЩТП-804.2	45,74	1,10	0,82	0,28
30	ЩТП-829.2	30,15	0,63	0,36	0,27
31	ЩТП-818.3	59,07	1,22	0,84	0,38
32	ЩТП-849.1	104,14	1,95	1,36	0,59
33	ЩТП-829.3	51,85	1,34	1,07	0,27
34	ТП-65	120,32	2,42	1,84	0,58
35	ЩТП-353.1	82,27	2,01	1,63	0,38
36	ЩТП-817.4	50,88	1,31	1,04	0,27
37	ЩТП-822.2	81,39	1,99	1,62	0,37
38	ЩТП-748.2	146,75	2,41	1,55	0,86
39	ЩТП-748.1	49,01	1,23	0,96	0,27
40	ЩТП-841.3	39,51	0,89	0,62	0,27
41	ЩТП-841.2	55,26	1,5	1,23	0,27
42	ЩТП-818.2	98,49	1,82	1,24	0,58
43	КТП-499	142,83	2,33	1,47	0,86

У табл. 3.3 наведені значення рівня завантаженості ТП мережі 10 кВ для режиму вечірнього максимуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання потужністю 100 кВт у пунктах мережі 0,4 кВ ТП-804, яка відповідно отримує живлення від мережі 10 кВ.

Таблиця 3.3 – Потужність і рівень завантаженості ТП в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва ТП	Акт Пот Тр, кВт	Реакт. пот. Тр, кВАр	Завантаження ТП, %	Струм, А
1	2	3	4	5	6
1	817.3	46,92	24,98	81,34	2,96
2	817.2	111,24	59,50	76,08	7,03
3	817	123,93	65,24	84,48	7,80
4	1294	89,00	47,43	97,41	5,62
5	804.3	50,72	26,89	88,03	3,20
6	849.2	101,29	54,17	69,39	6,41
7	499.1	245,77	127,33	67,79	15,46
8	1271	107,49	57,55	73,18	6,76
9	1281	105,20	56,28	71,61	6,62
10	829	76,99	41,24	62,72	4,85
11	353.2	91,96	49,38	95,76	5,79
12	1281.1	88,15	46,82	69,66	5,53
13	815.1	63,68	34,64	86,41	4,02
14	815.2	79,12	42,47	87,47	4,99

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6
15	135.1	128,23	67,88	82,18	8,08
16	135	75,11	40,24	73,81	4,74
17	437	168,76	89,80	67,45	10,65
18	270	153,74	82,69	75,47	9,74
19	1283.1	111,16	59,43	63,22	6,97
20	1283.2	57,83	31,57	66,12	3,65
21	804	224,51	328,35	95,56	22,07
22	804.2	46,84	24,73	80,91	2,94
23	829.2	30,78	16,51	53,38	1,94
24	818.3	60,29	32,94	66,19	3,82
25	849.1	106,10	56,73	72,49	6,70
26	829.3	53,19	28,27	92,18	3,35
27	849	97,35	51,76	66,46	6,14
28	65	122,75	65,51	84,04	29,44
29	353.1	84,28	44,74	91,74	5,30
30	1273	132,46	71,84	90,37	8,35
31	1283.3	60,27	32,82	65,99	3,81
32	817.4	52,18	27,81	90,67	3,30
33	822.2	83,38	44,80	91,47	5,28
34	818	117,96	66,31	32,69	7,55
35	748.2	149,16	79,63	65,37	9,44
36	748.1	50,23	26,57	87,19	3,17
37	841.3	40,40	21,54	70,17	2,55
38	841	139,09	74,12	95,22	8380
39	841.2	56,76	30,16	98,63	3,59
40	1294.2	42,48	22,57	73,83	2,69
41	822	125,20	66,14	85,59	7,91
42	818.2	100,31	54,29	69,06	6,38
43	499	145,16	77,17	63,70	9,19

У табл. 3.4 наведені значення рівнів напруги у вузлах мережі 10 кВ, для режиму вечірнього максимуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання.

Таблиця 3.4 – Рівні напруги у вузлах мережі 10 кВ

№ п/п	Назва	Напруга на ТП, кВ	Відхилення напруги, %
1	2	3	4
1	817.3	10,37	3,57
2	817.2	10,36	3,47
3	817	10,36	3,47
4	1294	10,35	3,38
5	804.3	10,35	3,38
6	849.2	10,35	3,38
7	499.1	10,34	3,29
8	1271	10,50	4,76
9	1281	10,41	3,94
10	829	10,41	3,94
11	353.2	10,41	3,94
12	1281.1	10,40	3,85
13	815.1	10,42	4,03
14	815.2	10,41	3,94
15	135.1	10,39	3,75
16	135	10,37	3,57
17	437	10,37	3,57
18	270	10,36	3,47
19	1283.1	10,35	3,38
20	1283.2	10,44	4,21
21	804	10,42	4,03
22	804.2	10,41	3,94
23	829.2	10,39	3,75
24	818.3	10,39	3,75
25	849.1	10,38	3,66
26	829.3	10,37	3,57
27	849	10,37	3,57
28	65	10,37	3,57
29	353.1	10,35	3,38
30	1273	10,40	3,85
31	1283.3	10,42	4,03
32	817.4	10,40	3,85
33	822.2	10,35	3,38
34	818	10,35	3,38
35	748.2	10,35	3,38
36	748.1	10,35	3,38
37	841.3	10,35	3,38

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
38	841	10,36	3,47
39	841.2	10,34	3,29
40	1294.2	10,34	3,29
41	822	10,34	3,29
42	818.2	10,34	3,29
43	499	10,32	3,10

У табл. 3.5 наведені результати розрахунків потужностей навантаження і рівня струмів у вузлах мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму вечірнього максимуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.5 – Потужність навантаження в мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Назва	Акт. Потужність, кВт	Реакт. Потужність, кВАР	Струм, А
1	2	3	4	5
1	н 1.1	0,975	0,472	1,582
2	н 1.15	1,950	0,945	3,279
3	н 1.16	1,950	0,945	3,283
4	н 1.17	1,950	0,945	3,286
5	н 1.18	1,950	0,945	3,288
6	н 1.19	1,950	0,945	3,290
7	н 1.2	86,146	41,722	141,324
8	н 1.20	0,975	0,472	1,645
9	н 1.29	1,950	0,945	3,259
10	н 1.3	2,926	1,417	4,833
11	н 1.30	1,950	0,945	3,274
12	н 1.31	3,901	1,889	6,575
13	н 1.32	1,950	0,945	3,299
14	н 1.33	5,851	2,834	9,932
15	н 1.34	2,926	1,417	4,978
16	н 1.35	3,901	1,889	6,652
17	н 1.36	2,926	1,417	4,997
18	н 1.37	1,950	0,945	3,335
19	н 1.38	2,926	1,417	5,007
20	н 1.39	2,926	1,417	5,009
21	н 1.4	1,950	0,945	3,244
22	н 1.46	4,876	2,362	8,240

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5
23	н 1.47	4,876	2,362	8,255
24	н 1.48	3,901	1,889	6,611
25	н 1.49	3,901	1,889	6,615
26	н 1.6	0,975	0,472	1,635
27	н 1.7	3,901	1,889	6,559
28	н 2.10	3,901	1,889	6,582
29	н 2.11	3,901	1,889	6,588
30	н 2.12	0,975	0,472	1,647
31	н 2.4	5,851	2,834	9,656
32	н 2.5	5,851	2,834	9,716
33	н 2.6	5,851	2,834	9,765
34	н 2.7	3,901	1,889	6,536
35	н 2.8	5,851	2,834	9,836
36	н 2.9	1,950	0,945	3,285
37	н 3.2	0,975	0,472	1,571
38	н 3.3	1,950	0,945	3,150
39	н 3.4	3,901	1,889	6,304
40	н 3.5	2,926	1,417	4,735
41	н 3.6	3,901	1,889	6,317

У табл. 3.6 наведено результати розрахунків параметрів ліній мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму вечірнього максимуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.6 – Параметри ліній мережі ТП-804

№ п/п	Лінія	Завантаженість, %	Акт. Потуж., кВт	Акт. Потуж., кВт	Струм, А
1	2	3	4	5	6
1	1.1-1.2	76,97	161,833	77,103	261,684
2	1.12-1.13	12,91	10,809	5,206	18,07
3	1.13-1.14	12,91	10,79	5,204	18,07
4	1.14-1.15	12,91	10,771	5,201	18,07
5	1.15-1.16	10,57	8,802	4,254	14,791
6	1.16-1.17	8,22	6,839	3,308	11,509
7	1.17-1.18	5,87	4,881	2,362	8,223
8	1.18-1.19	3,52	2,927	1,417	4,934
9	1.19-1.20	1,17	0,975	0,472	1,645
10	1.2-1.3	50,15	73,686	34,876	120,365
11	1.29-1.30	37,89	31,669	15,175	53,049
12	1.3-1.4	48,14	31,831	15,263	55,23
13	1.30-1.31	35,55	70,182	33,348	115,532
14	1.31-1.32	30,86	29,719	14,231	49,776
15	1.32-1.33	28,5	25,675	12,323	43,202
16	1.33-1.34	21,41	23,617	11,364	39,903
17	1.34-1.35	17,85	17,675	8,518	29,972
18	1.35-1.36	13,1	14,698	7,094	24,995
19	1.36-1.37	9,53	7,818	3,781	13,348
20	1.37-1.38	7,15	5,857	2,835	10,014
21	1.38-1.39	3,58	2,926	1,417	5,008
22	1.4-1.29	40,22	33,964	16,166	56,309
23	1.4-1.5	39,99	33,735	16,136	55,98
24	1.45-1.46	21,23	17,642	8,513	29,716
25	1.46-1.47	15,34	12,715	6,145	21,478

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6
26	1.47-1.48	9,45	7,813	3,78	13,224
27	1.48-1.49	4,72	3,903	1,89	6,614
28	1.5-1.12	12,91	10,827	5,209	18,07
29	1.5-1.6	27,08	22,727	10,903	37,91
30	1.6-1.7	25,91	21,669	10,419	36,275
31	1.7-1.45	21,23	17,693	8,52	29,716
32	2.1-2.2	55,31	39,617	18,58	63,607
33	2.10-2.11	7,16	4,881	2,362	8,235
34	2.11-2.12	1,43	0,975	0,472	1,647
35	2.2-2.3	55,31	39,29	18,547	63,607
36	2.3-2.4	55,31	38,962	18,514	63,607
37	2.4-2.5	46,91	32,783	15,647	53,951
38	2.5-2.6	38,47	26,696	12,789	44,236
39	2.6-2.7	29,98	20,687	9,94	34,472
40	2.7-2.8	24,29	16,69	8,041	27,936
41	2.8-2.9	15,74	10,776	5,200	18,101
42	2.9-2.10	12,88	8,799	4,253	14,816
43	3.1-3.2	19,2	13,712	6,619	22,078
44	3.2-3.3	17,83	13,755	6,143	20,506
45	3.3-3.4	5,03	12,737	5,197	17,356
46	3.4-3.5	9,61	10,750	3,307	11,052
47	3.5-3.6	5,49	6,841	1,889	6,317
48	ТП-1.1	77,43	164,836	78,087	263,266
49	ТП-2.1	55,31	39,945	18,612	63,607
50	ТП-3.1	15,77	13,786	6,627	22,078

У табл. 3.7 наведені значення розрахунків рівнів напруги у мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму вечірнього максимуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.7 – Напруга у вузлах мережі ТП-804

№ п/п	Вузол навантаження	Напруга, В	Відхилення напруги, %
1	2	3	4
1	н 1.1	0,405	6,17
2	н 1.15	0,391	2,81
3	н 1.16	0,390	2,56
4	н 1.17	0,390	2,56
5	н 1.18	0,390	2,56
6	н 1.19	0,390	2,56
7	н 1.2	0,400	5,00
8	н 1.20	0,390	2,56
9	н 1.29	0,391	2,81
10	н 1.3	0,396	4,04
11	н 1.30	0,392	3,06
12	н 1.31	0,390	2,56
13	н 1.32	0,389	2,31
14	н 1.33	0,387	1,81
15	н 1.34	0,386	1,55
16	н 1.35	0,386	1,55
17	н 1.36	0,385	1,30
18	н 1.37	0,385	1,30
19	н 1.38	0,384	1,04
20	н 1.39	0,384	1,04
21	н 1.4	0,395	3,80

Продовження таблиці 3.7

1	2	3	4
22	н 1.46	0,389	2,31
23	н 1.47	0,388	2,06
24	н 1.48	0,388	2,06
25	н 1.49	0,388	2,06
26	н 1.6	0,392	3,06
27	н 1.7	0,391	2,81
28	н 2.10	0,390	2,56
29	н 2.11	0,389	2,31
30	н 2.12	0,389	2,31
31	н 2.4	0,389	2,31
32	н 2.5	0,396	4,04
33	н 2.6	0,394	3,55
34	н 2.7	0,392	3,06
35	н 2.8	0,391	2,81
36	н 2.9	0,390	2,56
37	н 3.2	0,407	6,63
38	н 3.3	0,406	6,40
39	н 3.4	0,406	6,40
40	н 3.5	0,405	6,17
41	н 3.6	0,405	6,17

3.5 Розрахунок режимних параметрів діючої розподільної мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 в період нічного мінімуму навантаження, без встановлення індукційних вузлів нагрівання (ВЕНА)

В табл. 3.8 наведені значення розрахунків втрат потужності в пунктах мережі 10 кВ для режиму нічного мінімуму навантажень без встановлення вузлів

індукційного нагрівання потужністю 100 кВт у пунктах мережі 0,4 кВ ТП-804, яка відповідно отримує живлення від мережі 10 кВ.

Таблиця 3.8 – Втрати потужності в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва ТП	Потужність, кВт	Втрати загалом, кВт	Втрати на нагрів, кВт	Втрати окрім нагріву
1	2	3	4	5	6
1	КТП-135	24,83	0,54	0,15	0,39
2	ЗТП-270	51,34	1,08	0,19	0,89
3	ТП-849	31,91	0,74	0,13	0,61
4	ТП-437	55,52	1,11	0,22	0,89
5	ТП-804	73,07	1,37	0,22	1,14
6	ТП-817	39,99	0,81	0,2	0,61
7	ТП-818	39,77	1,21	0,07	1,14
8	ТП-822	40,56	0,81	0,21	0,61
9	КТП-829	25,47	0,54	0,15	0,39
10	ТП-841	45,48	0,86	0,26	0,6
11	ТП-1273	44,65	0,85	0,25	0,61
12	ЩТП-1283.1	36,87	0,78	0,17	0,61
13	ЩТП-1283.2	19,53	0,48	0,09	0,39
14	ЩТП-1283.3	20,3	0,49	0,1	0,39
15	ТП-1294	29,05	0,59	0,2	0,39
16	ЩТП-1294.2	14,17	0,36	0,08	0,28
17	ЩТП-817.3	15,73	0,38	0,1	0,28
18	ЩТП-817.2	36,75	0,78	0,17	0,61
19	ЩТП-804.3	16,88	0,39	0,11	0,28
20	ЩТП-849.2	33,49	0,75	0,14	0,61
21	ЩТП-499.1	32,31	0,74	0,13	0,61

Продовження таблиці 3.8

1	2	3	4	5	6
22	СКТП-1271	35,61	0,77	0,16	0,61
23	СКТП-1281	34,67	0,76	0,15	0,61
24	ЩТП-353.2	30,53	0,73	0,12	0,61
25	ЩТП-1281.1	28,67	0,58	0,19	0,39
26	ЩТП-815.1	21,47	0,5	0,11	0,39
27	ЩТП-815.2	26,24	0,55	0,16	0,39
28	ЩТП-135.1	41,67	0,82	0,22	0,61
29	ЩТП-804.2	15,56	0,38	0,09	0,28
30	ЩТП-829.2	10,38	0,33	0,04	0,28
31	ЩТП-818.3	20,38	0,49	0,1	0,39
32	ЩТП-849.1	35,13	0,76	0,15	0,61
33	ЩТП-829.3	17,74	0,4	0,12	0,28
34	ТП-65	40,44	0,81	0,2	0,61
35	ЩТП-353.1	27,5	0,57	0,18	0,39
36	ЩТП-817.4	17,46	0,4	0,12	0,28
37	ЩТП-822.2	27,62	0,57	0,18	0,39
38	ЩТП-748.2	48,95	1,06	0,17	0,89
39	ЩТП-748.1	16,67	0,39	0,11	0,28
40	ЩТП-841.3	13,6	0,35	0,07	0,28
41	ЩТП-841.2	18,84	0,42	0,14	0,28
42	ЩТП-818.2	33,57	0,75	0,14	0,61
43	КТП-499	47,44	1,05	0,16	0,89

У табл. 3.9 Наведені значення рівня завантаженості ТП мережі 10 кВ для режиму нічного мінімуму навантажень без встановлення вузлів індукційного

нагрівання потужністю 100 кВт у пунктах мережі 0,4 кВ ТП-804, яка відповідно отримує живлення від мережі 10 кВ.

Таблиця 3.9 – Потужність і рівень завантаженості ТП в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва	Акт Пот Тр, кВт	Реакт. пот Тр, кВАр	Струм, А	Завантаження ТП, %
1	2	3	4	5	6
1	817.3	16,11	9	1,02	28,01
2	817.2	37,53	21,98	2,4	26
3	817	40,8	23,51	2,6	28,15
4	1294	29,64	16,94	1,89	32,67
5	804.3	17,27	9,55	1,09	29,97
6	849.2	34,23	20,39	2,2	23,83
7	499.1	33,05	19,81	2,13	23,05
8	1271	36,37	21,44	2,33	25,2
9	1281	35,43	20,98	2,27	24,58
10	829	26,02	15,19	1,66	28,78
11	353.2	31,26	18,96	2,02	21,83
12	1281.1	29,26	16,76	1,86	32,19
13	815.1	21,97	13,24	1,41	24,50
14	815.2	26,79	15,56	1,71	29,61
15	135.1	42,49	24,38	2,71	29,29
16	135	25,37	14,87	1,62	28,12
17	437	56,63	33,13	3,62	25,11
18	270	52,42	31,09	3,37	23,33
19	1283.1	37,65	22,07	2,40	26,03
20	1283.2	20,01	12,30	1,29	22,42
21	804	74,44	44,55	4,78	20,71
22	804.2	15,93	8,91	1,01	27,69
23	829.2	10,71	6,38	0,69	18,91
24	818.3	20,87	12,71	1,35	23,36
25	849.1	35,89	21,19	2,30	24,91

Продовження таблиці 3.9

1	2	3	4	5	6
26	829.3	18,14	9,98	1,14	31,42
27	849	32,65	19,62	2,10	22,77
28	65	41,25	23,78	2,63	28,48
29	353.1	28,07	16,18	1,79	30,95
30	1273	45,50	25,86	2,88	31,23
31	1283.3	20,79	12,67	1,34	23,27
32	817.4	17,86	9,84	1,13	30,97
33	822.2	28,19	16,23	1,80	31,13
34	818	40,98	28,33	2,75	11,92
35	748.2	50,01	29,44	3,22	22,31
36	748.1	17,05	9,45	1,08	29,62
37	841.3	13,95	7,95	0,89	24,38
38	841	46,34	26,24	2,94	31,86
39	841.2	19,26	10,51	1,21	33,33
40	1294.2	14,53	8,23	0,92	25,37
41	822	41,37	23,83	2,64	28,56
42	818.2	34,32	20,42	2,21	23,90
43	499	48,49	29,19	3,13	21,68

У табл. 3.10 наведені значення рівнів напруги у вузлах мережі 10 кВ, для режиму нічного мінімуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання.

Таблиця 3.10 – Рівні напруги у вузлах мережі 10 кВ

№ п/п	Назва	Напруга на ТП, кВ	Відхилення напруги, %
1	2	3	4
1	817.3	10,46	4,40
2	817.2	10,45	4,31
3	817	10,45	4,31
4	1294	10,45	4,31
5	804.3	10,45	4,31
6	849.2	10,45	4,31
7	499.1	10,45	4,31
8	1271	10,5	4,76
9	1281	10,47	4,49
10	829	10,47	4,49
11	353.2	10,47	4,49
12	1281.1	10,47	4,49
13	815.1	10,47	4,49
14	815.2	10,47	4,49
15	135.1	10,46	4,40
16	135	10,46	4,40
17	437	10,46	4,40
18	270	10,45	4,31
19	1283.1	10,45	4,31
20	1283.2	10,48	4,58
21	804	10,47	4,49
22	804.2	10,47	4,49
23	829.2	10,46	4,40
24	818.3	10,46	4,40
25	849.1	10,46	4,40

Продовження таблиці 3.10

1	2	3	4
26	829.3	10,46	4,40
27	849	10,46	4,40
28	65	10,46	4,40
29	353.1	10,45	4,31
30	1273	10,47	4,49
31	1283.3	10,47	4,49
32	817.4	10,47	4,49
33	822.2	10,45	4,31
34	818	10,45	4,31
35	748.2	10,45	4,31
36	748.1	10,45	4,31
37	841.3	10,45	4,31
38	841	10,45	4,31
39	841.2	10,45	4,31
40	1294.2	10,45	4,31
41	822	10,45	4,31
42	818.2	10,45	4,31
43	499	10,44	4,21

У табл. 3.11 наведені результати розрахунків потужностей навантаження і рівня струмів у вузлах мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму нічного мінімуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.11 – Потужність навантаження в мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Назва	Акт. Потужність, кВт	Реакт. Потужність, кВАР	Струм, А
1	2	3	4	5
1	н 1.1	0,341	0,165	0,549
2	н 1.15	0,682	0,331	1,112
3	н 1.16	0,682	0,331	1,112
4	н 1.17	0,682	0,331	1,112
5	н 1.18	0,682	0,331	1,113
6	н 1.19	0,682	0,331	1,113
7	н 1.2	30,149	14,603	48,72
8	н 1.20	0,341	0,165	0,556
9	н 1.29	0,683	0,331	1,11
10	н 1.3	1,024	0,496	1,658
11	н 1.30	0,682	0,331	1,111
12	н 1.31	1,365	0,661	2,225
13	н 1.32	0,682	0,331	1,114
14	н 1.33	2,047	0,992	3,345
15	н 1.34	1,024	0,496	1,674
16	н 1.35	1,365	0,661	2,233
17	н 1.36	1,024	0,496	1,676
18	н 1.37	0,682	0,331	1,117
19	н 1.38	1,023	0,496	1,677
20	н 1.39	1,023	0,496	1,677
21	н 1.4	0,683	0,331	1,108
22	н 1.46	1,706	0,827	2,784
23	н 1.47	1,706	0,827	2,785
24	н 1.48	1,365	0,661	2,229
25	н 1.49	1,365	0,661	2,229
26	н 1.6	0,341	0,165	0,555

Продовження таблиці 3.11

1	2	3	4	5
27	н 1.7	1,365	0,661	2,223
28	н 2.10	1,365	0,661	2,226
29	н 2.11	1,365	0,661	2,227
30	н 2.12	0,341	0,165	0,557
31	н 2.4	2,048	0,992	3,315
32	н 2.5	2,048	0,992	3,322
33	н 2.6	2,048	0,992	3,327
34	н 2.7	1,365	0,661	2,221
35	н 2.8	2,047	0,992	3,335
36	н 2.9	0,682	0,331	1,112
37	н 3.2	0,341	0,165	0,548
38	н 3.3	0,683	0,331	1,097
39	н 3.4	1,365	0,661	2,195
40	н 3.5	1,024	0,496	1,647
41	н 3.6	1,365	0,661	2,197

У табл. 3.12 наведено результати розрахунків параметрів ліній мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму нічного мінімуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.12 – Параметри ліній мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Лінія	Завантаженість, %	Акт. Потуж., кВт	Акт. Потуж., кВт	Струм, А
1	2	3	4	5	6
1	1.1-1.2	25,98	54,839	26,613	88,317
2	1.12-1.13	4,3	3,696	1,806	6,022
3	1.13-1.14	4,3	3,694	1,806	6,022
4	1.14-1.15	4,3	3,692	1,805	6,022
5	1.15-1.16	3,52	3,019	1,477	4,927
6	1.16-1.17	2,74	2,347	1,149	3,832
7	1.17-1.18	1,96	1,676	0,82	2,737
8	1.18-1.19	1,17	1,005	0,492	1,642
9	1.19-1.20	0,39	0,335	0,164	0,547
10	1.2-1.3	16,65	24,711	12,016	39,962
11	1.29-1.30	12,51	10,741	-5,252	17,517
12	1.3-1.4	15,97	10,759	5,254	17,517
13	1.30-1.31	11,73	23,634	11,51	38,319
14	1.31-1.32	10,17	10,07	4,924	16,423
15	1.32-1.33	9,38	8,713	4,265	14,233
16	1.33-1.34	7,04	8,032	3,936	13,138
17	1.34-1.35	5,87	6,017	2,951	9,854
18	1.35-1.36	25,98	5,009	2,458	8,211
19	1.36-1.37	3,13	2,668	1,311	4,379
20	1.37-1.38	2,35	2,000	0,983	3,285
21	1.38-1.39	1,17	1,000	0,491	1,642
22	1.4-1.29	13,29	11,451	5,585	18,612
23	1.4-1.5	13,29	11,451	5,585	18,612
24	1.45-1.46	7,04	6,032	2,953	9,854
25	1.46-1.47	5,08	4,352	2,132	7,116

Продовження таблиці 3.12

1	2	3	4	5	6
26	1.47-1.48	3,13	2,677	1,312	4,379
27	1.48-1.49	1,56	1,338	0,656	2,19
28	1.5-1.12	4,30	3,698	1,806	6,022
29	1.5-1.6	8,99	7,733	3,776	12,591
30	1.6-1.7	8,60	7,388	3,611	12,043
31	1.7-1.45	7,04	6,038	2,954	9,854
32	2.1-2.2	18,56	13,275	6,444	21,349
33	2.10-2.11	2,38	1,673	0,823	2,737
34	2.11-2.12	0,48	0,335	0,165	0,547
35	2.2-2.3	18,56	13,238	6,44	21,349
36	2.3-2.4	18,56	13,201	6,436	21,349
37	2.4-2.5	15,71	11,139	5,443	18,065
38	2.5-2.6	12,85	9,092	4,451	14,78
39	2.6-2.7	10,00	7,058	3,461	11,496
40	2.7-2.8	8,09	5,705	2,801	9,306
41	2.8-2.9	4,36	3,029	1,563	5,012
42	2.9-2.10	5,24	3,687	1,812	6,022
43	3.1-3.2	4,28	3,014	1,482	4,927
44	3.2-3.3	6,66	4,775	2,313	7,664
45	3.3-3.4	6,19	4,429	2,148	7,116
46	3.4-3.5	1,75	3,744	1,817	6,022
47	3.5-3.6	3,33	2,382	1,156	3,832
48	ТП-1.1	1,90	55,410	26,836	88,864
49	ТП-2.1	26,14	13,312	6,447	21,349
50	ТП-3.1	18,56	4,779	2,314	7,664

У табл. 3.13 наведені значення розрахунків рівнів напруги у мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму нічного мінімуму навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.13 – Напруга у вузлах мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Вузол навантаження	Напруга, кВ	Відхилення напруги, %
1	2	3	4
1	н 1.1	0,416	8,65
2	н 1.15	0,411	7,54
3	н 1.16	0,411	7,54
4	н 1.17	0,411	7,54
5	н 1.18	0,411	7,54
6	н 1.19	0,411	7,54
7	н 1.2	0,414	8,21
8	н 1.20	0,411	7,54
9	н 1.29	0,412	7,77
10	н 1.3	0,413	7,99
11	н 1.30	0,412	7,77
12	н 1.31	0,411	7,54
13	н 1.32	0,411	7,54
14	н 1.33	0,410	7,32
15	н 1.34	0,410	7,32
16	н 1.35	0,410	7,32
17	н 1.36	0,409	7,09
18	н 1.37	0,409	7,09
19	н 1.38	0,409	7,09
20	н 1.39	0,409	7,09
21	н 1.4	0,413	7,99

Продовження таблиці 3.13

1	2	3	4
22	н 1.46	0,411	7,54
23	н 1.47	0,411	7,54
24	н 1.48	0,410	7,32
25	н 1.49	0,410	7,32
26	н 1.6	0,412	7,77
27	н 1.7	0,411	7,54
28	н 2.10	0,411	7,54
29	н 2.11	0,411	7,54
30	н 2.12	0,411	7,54
31	н 2.4	0,414	8,21
32	н 2.5	0,413	7,99
33	н 2.6	0,412	7,77
34	н 2.7	0,412	7,77
35	н 2.8	0,411	7,54
36	н 2.9	0,411	7,54
37	н 3.2	0,417	8,87
38	н 3.3	0,416	8,65
39	н 3.4	0,416	8,65
40	н 3.5	0,416	8,65
41	н 3.6	0,416	8,65

На рис. 3.10 зображено графік залежності навантаження від зміни часу доби для мережі 0,4 кВТ ТП-804 за умови відсутності автоматизованих вузлів індукційного нагріву (ВЕНА) потужністю 100 кВТ.

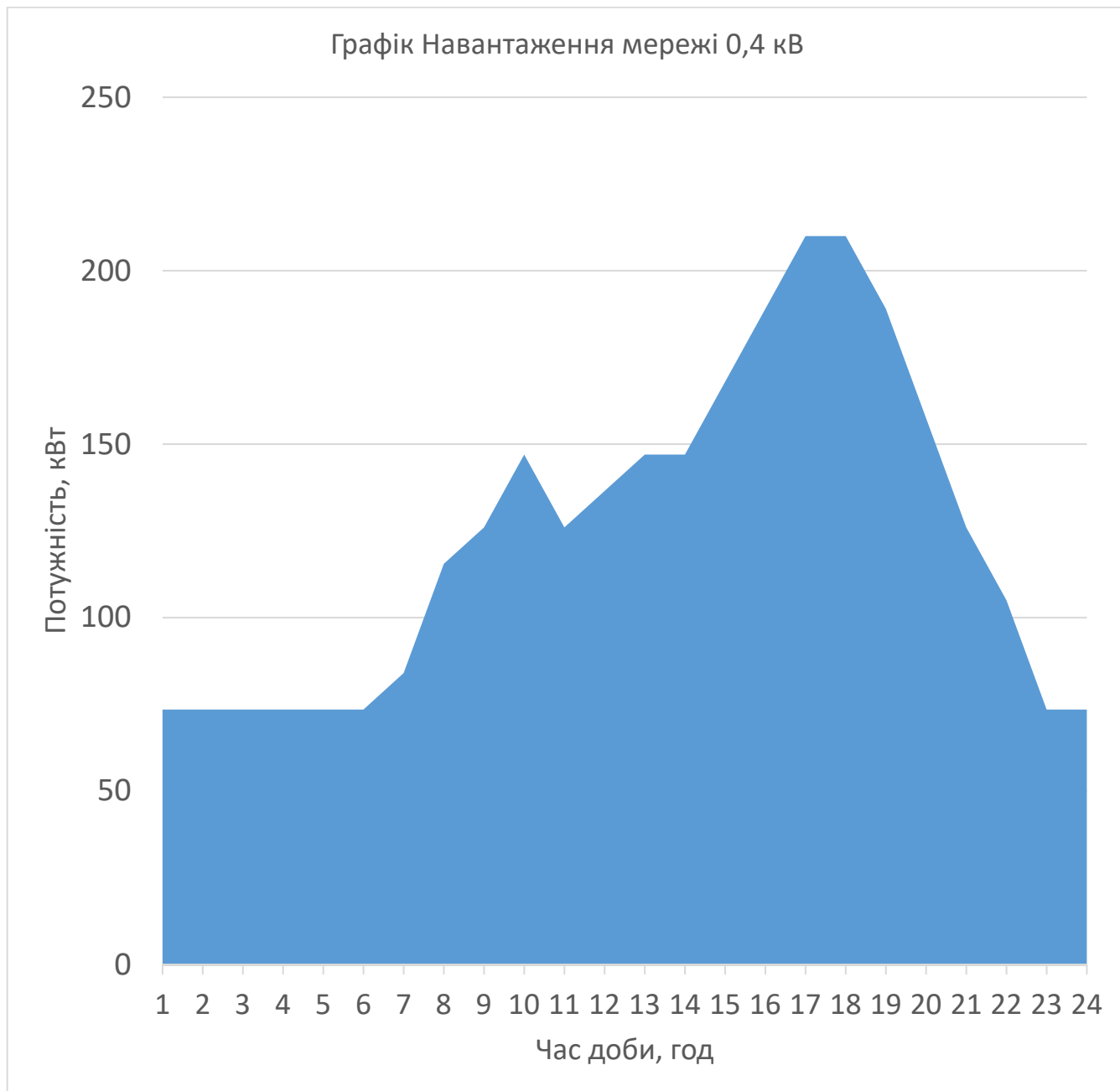


Рисунок 3.10 – Графік добового навантаження мережі 0,4 кВ ТП-804 навантажень без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н.1.2.

На рис. 3.11 зображено графік залежності навантаження від часу доби для мережі 10 кВ, за умови відсутності в п.1.2 схеми мережі 0,4 кВ ТП-804 (яка у свою чергу живиться від даної мережі 10 кВ) автоматизованих вузлів індукційного нагріву (ВЕНА) потужністю 100 кВт.

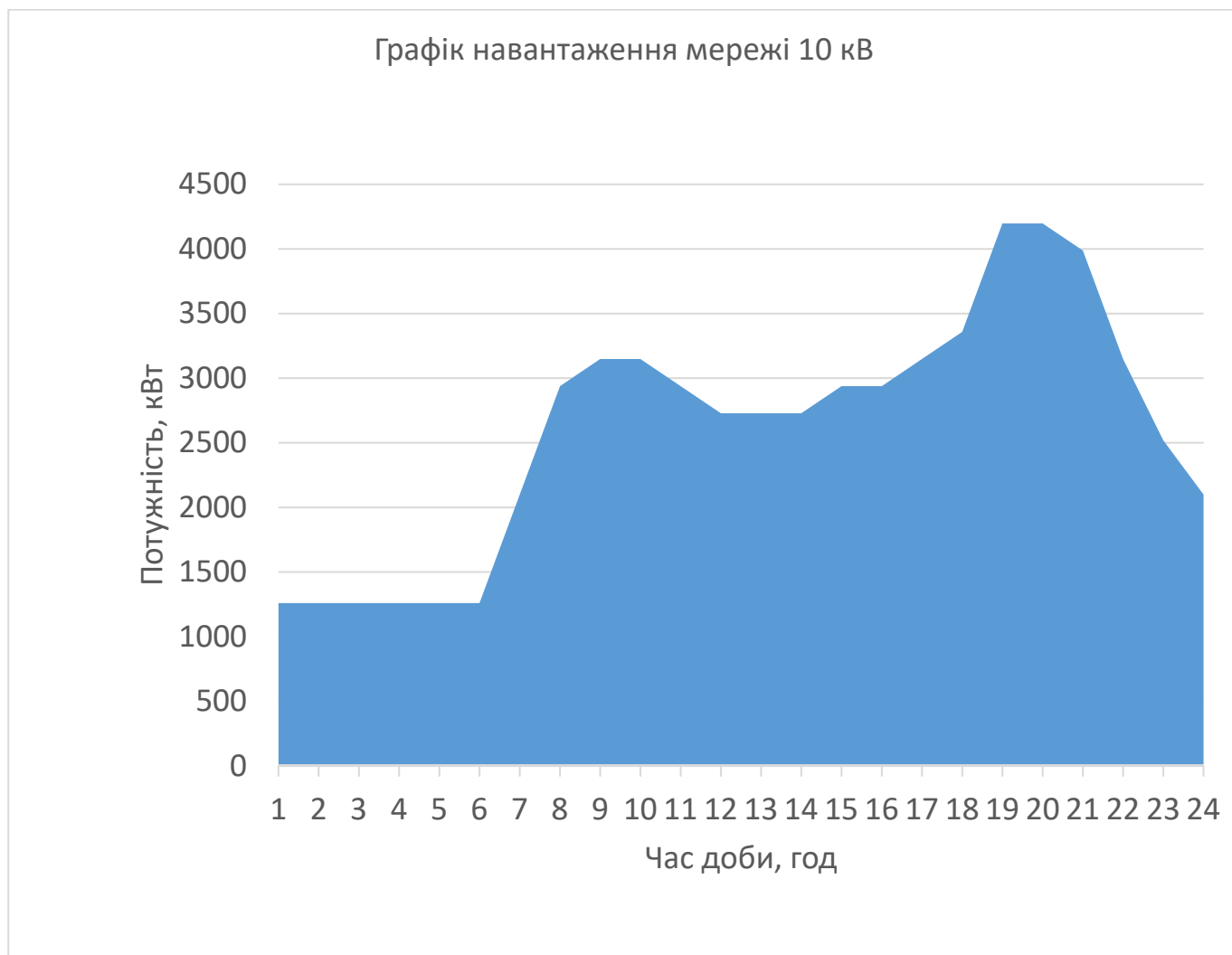


Рисунок 3.11 – Графік добового навантаження мережі 10 кВ без встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2. схеми мережі 0,4 кВ ТП-804

Отримані табличні дані вказано для максимумів і мінімумів навантаження. На шинах вищої напруги трансформаторних підстанцій мережі 10 кВ в період максимумів навантаження напруга на 3,5% вища від номінальної. З табл. 3.4 бачимо, що рівень напруги в мережі 10 кВ, в період максимуму навантаження, нижчий від номінального значення в 10 кВ. З табл. 3.12 бачимо, що на шинах вузлів навантаження мережі 0,4 кВ в період максимумів навантаження напруга на 3% вища від номінальної. По жодній з ліній мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 не тече струм, що перевищує максимально допустимий, отже умови термічної стійкості ліній виконуються. З вищесказаного можна зробити висновок що діючі в мережах 10 кВ і

0,4 кВ кабелі не потребують заміни, так як відповідають нормам щодо ізоляції та термічної стійкості, рівні напруги у вузлах мереж 10 кВ і 0,4 кВ також є допустимими і відповідають вимогам ПУЕ.

Проте, як видно з графіків навантаження що приведені на рис 3.10 і рис. 3.11, існує достатньо великий розрив між максимумом і мінімумом навантаження у розрізі однієї доби. Схожа картина спостерігається і в інших електричних мережах південної енергосистеми і ОЕС України в цілому. Такий великий розрив між піком і мінімумом енергоспоживання потребує значного резерву маневрених потужностей генерації, необхідних для покриття графіку навантажень. Для експериментального аналізу зміни графіку навантаження мереж 10 кВ і 0,4 кВ рекомендується встановити у п.1.2 мережі 0,4 кВ ТП-804 автоматизований вузол індукційного нагріву (ВЕНА) з акумуляцією тепла. Даний вузол споживає електроенергію в період мінімумів навантаження (в нічний час доби) і цим самим позитивно вплине на вирівнювання графіків навантажень мережі 0,4 кВ ТП-804 і мережі 10 кВ. Установка даного вузла не потребуватиме реконструкції існуючих ліній електропередачі і трансформаторних підстанцій мереж 0,4 кВ і 10 кВ, так як в період мінімумів навантаження лінії і трансформаторні мереж 0,4 кВ і 10 кВ є недовантаженими і мають значний робочий резерв. Розрахунки параметрів електричних мереж при встановленні автоматизованого вузла нагріву (ВЕНА) в п.1.2 мережі 0,4 кВ ТП-804 наведено у пункті 3.6

3.6 Розрахунок режимних параметрів діючої розподільної мережі 10 кВ і мережі 0,4 кВ ТП-804 в період нічного мінімуму навантаження, за умови встановлення індукційних вузлів нагрівання (ВЕНА)

В табл. 3.14 наведені значення розрахунків втрат потужності в пунктах мережі 10 кВ для режиму нічного мінімуму навантажень за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання потужністю 100 кВт у пунктах мережі 0,4 кВ ТП-804, яка відповідно отримує живлення від мережі 10 кВ.

Таблиця 3.14 – Втрати потужності в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва ТП	Потужність, кВт	Втрати загалом, кВт	Втрати на нагрів, кВт	Втрати окрім нагріву, кВт
1	2	3	4	5	6
1	КТП-135	25,28	0,54	0,15	0,39
2	ЗТП-270	52,15	1,08	0,2	0,89
3	ТП-849	32,58	0,74	0,13	0,61
4	ТП-437	56,65	1,12	0,23	0,89
5	ТП-804	178,28	2,43	1,3	1,13
6	ТП-817	41,04	0,82	0,21	0,61
7	ТП-818	40,25	1,21	0,07	1,14
8	ТП-822	41,59	0,82	0,22	0,6
9	КТП-829	25,91	0,55	0,16	0,39
10	ТП-841	46,5	0,87	0,27	0,6
11	ТП-1273	45,14	0,86	0,25	0,61
12	ЩТП-1283.1	37,46	0,79	0,18	0,61
13	ЩТП-1283.2	19,72	0,49	0,09	0,39
14	ЩТП-1283.3	20,53	0,49	0,1	0,39
15	ТП-1294	29,7	0,6	0,21	0,39
16	ЩТП-1294.2	14,39	0,36	0,08	0,28
17	ЩТП-817.3	15,94	0,38	0,1	0,28
18	ЩТП-817.2	37,44	0,78	0,18	0,61
19	ЩТП-804.3	17,15	0,4	0,11	0,28
20	ЩТП-849.2	34,12	0,75	0,15	0,61
21	ЩТП-499.1	33,05	0,74	0,14	0,61
22	СКТП-1271	36,2	0,77	0,16	0,61
23	СКТП-1281	35,31	0,77	0,16	0,61
24	ЩТП-353.2	31,03	0,73	0,12	0,61

Продовження таблиці 3.14

1	2	3	4	5	6
25	ЩТП-1281.1	29,3	0,59	0,2	0,39
26	ЩТП-815.1	21,7	0,5	0,11	0,39
27	ЩТП-815.2	26,67	0,56	0,17	0,39
28	ЩТП-135.1	42,67	0,83	0,23	0,61
29	ЩТП-804.2	15,8	0,38	0,1	0,28
30	ЩТП-829.2	10,49	0,33	0,04	0,28
31	ЩТП-818.3	20,6	0,49	0,1	0,39
32	ЩТП-849.1	35,75	0,77	0,16	0,61
33	ЩТП-829.3	18	0,41	0,13	0,28
34	ТП-65	41,25	0,82	0,21	0,6
35	ЩТП-353.1	28,09	0,58	0,19	0,39
36	ЩТП-817.4	17,71	0,4	0,12	0,28
37	ЩТП-822.2	28,11	0,58	0,19	0,39
38	ЩТП-748.2	50,00	1,07	0,18	0,89
39	ЩТП-748.1	16,95	0,39	0,11	0,28
40	ЩТП-841.3	13,76	0,36	0,07	0,28
41	ЩТП-841.2	19,16	0,42	0,14	0,28
42	ЩТП-818.2	34,09	0,75	0,15	0,60
43	КТП-499	48,54	1,06	0,17	0,89

У табл. 3.15 наведені значення рівня завантаженості ТП мережі 10 кВ для режиму нічного мінімуму навантажень за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання потужністю 100 кВт у пунктах мережі 0,4 кВ ТП-804, яка відповідно отримує живлення від мережі 10 кВ.

Таблиця 3.15 – Потужність і рівень завантаженості ТП в мережі 10 кВ

№ п/п	Назва	Акт Пот Тр, кВт	Реакт. пот Тр, кВАр	Струм, А	Завантаження ТП, %
1	2	3	4	5	6
1	817.3	16,32	-153,15	17,02	5,49
2	817.2	38,22	-144,67	16,01	5,16
3	817	41,86	-122,28	13,56	4,38
4	1294	30,3	-99,12	10,92	3,52
5	804.3	17,54	-72,17	7,86	2,54
6	849.2	34,87	20,88	2,25	24,32
7	499.1	33,8	20,3	2,18	23,6
8	1271	36,98	21,96	2,37	25,67
9	1281	36,08	21,5	2,32	25,07
10	829	26,46	15,59	1,69	29,34
11	353.2	31,76	19,36	2,05	22,21
12	1281.1	29,9	17,27	1,9	32,97
13	815.1	22,21	13,52	1,43	24,84
14	815.2	27,23	15,99	1,74	30,18
15	135.1	43,5	25,13	2,77	30,03
16	135	25,82	15,27	1,66	28,69
17	437	57,77	34,02	3,7	25,66
18	270	53,23	31,84	3,43	23,75
19	1283.1	38,24	22,59	2,45	26,5
20	1283.2	20,21	12,52	1,31	22,71
21	804	180,71	98,36	11,35	49,15
22	804.2	16,18	9,14	1,03	28,2
23	829.2	10,82	6,49	0,7	19,15
24	818.3	21,09	12,97	1,37	23,68
25	849.1	36,52	21,71	2,35	25,4

Продовження таблиці 3.15

1	2	3	4	5	6
26	829.3	18,41	10,27	1,16	32,01
27	849	33,32	20,08	2,15	23,27
28	65	42,07	24,47	2,69	29,12
29	353.1	28,67	16,65	1,83	31,68
30	1273	46	26,58	2,93	31,71
31	1283.3	21,03	12,92	1,36	23,59
32	817.4	18,11	10,13	1,15	31,53
33	822.2	28,69	16,71	1,84	31,79
34	818	41,47	28,71	2,79	12,07
35	748.2	51,07	30,69	3,29	22,82
36	748.1	17,34	9,72	1,1	30,22
37	841.3	14,12	8,13	0,9	24,75
38	841	47,37	27,11	3,02	32,66
39	841.2	19,58	10,85	1,24	34,02
40	1294.2	14,75	8,44	0,94	25,83
41	822	42,41	24,57	2,71	29,33
42	818.2	34,84	20,93	2,25	24,34
43	499	49,60	29,91	3,20	22,20

У табл. 3.16 наведені значення рівнів напруги у вузлах мережі 10 кВ, для режиму нічного мінімуму навантажень за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання.

Таблиця 3.16 – Рівні напруги у вузлах мережі 10 кВ

№ п/п	Назва	Напруга на ТП, кВ	Відхилення напруги, %
1	2	3	4
1	817.3	10,45	4,31
2	817.2	10,45	4,31
3	817	10,45	4,31
4	1294	10,45	4,31
5	804.3	10,45	4,31
6	849.2	10,45	4,31
7	499.1	10,44	4,21
8	1271	10,47	4,49
9	1281	10,47	4,49
10	829	10,47	4,49
11	353.2	10,47	4,49
12	1281.1	10,47	4,49
13	815.1	10,47	4,49
14	815.2	10,46	4,40
15	135.1	10,45	4,31
16	135	10,45	4,31
17	437	10,45	4,31
18	270	10,48	4,58
19	1283.1	10,47	4,49
20	1283.2	10,46	4,40
21	804	10,46	4,40
22	804.2	10,46	4,40
23	829.2	10,46	4,40
24	818.3	10,45	4,31
25	849.1	10,45	4,31

Продовження таблиці 3.16

1	2	3	4
26	829.3	10,45	4,31
27	849	10,44	4,21
28	65	10,47	4,49
29	353.1	10,47	4,49
30	1273	10,46	4,40
31	1283.3	10,45	4,31
32	817.4	10,45	4,31
33	822.2	10,45	4,31
34	818	10,45	4,31
35	748.2	10,45	4,31
36	748.1	10,45	4,31
37	841.3	10,45	4,31
38	841	10,44	4,21
39	841.2	10,44	4,21
40	1294.2	10,44	4,21
41	822	10,44	4,21
42	818.2	10,44	4,21
43	499	10,45	4,31

У табл. 3.17 наведені результати розрахунків потужностей навантаження і рівня струмів у вузлах мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму нічного мінімуму навантажень за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.17 – Потужність навантаження в мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Назва	Акт. Потужність, кВт	Реакт. Потужність, кВАР	Струм, А
1	2	3	4	5
1	н 1.1	0,341	0,165	0,553
2	н 1.15	0,683	0,331	1,129
3	н 1.16	0,683	0,331	1,129
4	н 1.17	0,683	0,331	1,129
5	н 1.18	0,683	0,331	1,13
6	н 1.19	0,683	0,331	1,13
7	н 1.2	130,845	63,371	214,53
8	н 1.20	0,341	0,165	0,565
9	н 1.29	0,683	0,331	1,126
10	н 1.3	1,024	0,496	1,683
11	н 1.30	0,683	0,331	1,128
12	н 1.31	1,365	0,661	2,259
13	н 1.32	0,683	0,331	1,131
14	н 1.33	2,048	0,992	3,397
15	н 1.34	1,024	0,496	1,7
16	н 1.35	1,365	0,661	2,268
17	н 1.36	1,024	0,496	1,702
18	н 1.37	0,683	0,331	1,135
19	н 1.38	1,024	0,496	1,703
20	н 1.39	1,024	0,496	1,703
21	н 1.4	0,683	0,331	1,125
22	н 1.46	1,707	0,827	2,826
23	н 1.47	1,707	0,827	2,828
24	н 1.48	1,365	0,661	2,263
25	н 1.49	1,365	0,661	2,264
26	н 1.6	0,341	0,165	0,564

Продовження таблиці 3.17

1	2	3	4	5
27	н 1.7	1,365	0,661	2,257
28	н 2.10	1,365	0,661	2,227
29	н 2.11	1,365	0,661	2,228
30	н 2.12	0,341	0,165	0,557
31	н 2.4	2,048	0,992	3,316
32	н 2.5	2,048	0,992	3,323
33	н 2.6	2,048	0,992	3,329
34	н 2.7	1,365	0,661	2,222
35	н 2.8	2,048	0,992	3,336
36	н 2.9	0,683	0,331	1,113
37	н 3.2	0,341	0,165	0,548
38	н 3.3	0,683	0,331	1,097
39	н 3.4	1,365	0,661	2,196
40	н 3.5	1,024	0,496	1,647
41	н 3.6	1,365	0,661	2,197

У табл. 3.18 наведено результати розрахунків параметрів ліній мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму нічного мінімуму навантажень за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.18 – Параметри ліній мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Лінія	Завантаженість, %	Акт. Потуж., кВт	Акт. Потуж., кВт	Струм, А
1	2	3	4	5	6
1	1.1-1.2	75,24	157,967	75,968	255,8
2	1.12-1.13	4,44	3,764	1,82	6,212
3	1.13-1.14	4,44	3,762	1,819	6,212
4	1.14-1.15	4,44	3,76	1,819	6,212
5	1.15-1.16	3,63	3,075	1,488	5,083
6	1.16-1.17	2,82	2,391	1,157	3,954
7	1.17-1.18	2,02	1,707	0,827	2,825
8	1.18-1.19	1,21	1,024	0,496	1,695
9	1.19-1.20	0,4	0,341	0,165	0,565
10	1.2-1.3	17,2	25,21	12,115	41,273
11	1.29-1.30	12,95	10,996	5,3	18,125
12	1.3-1.4	16,5	24,119	11,606	39,59
13	1.30-1.31	12,14	10,294	4,967	16,997
14	1.31-1.32	10,53	8,912	4,303	14,738
15	1.32-1.33	9,72	8,217	3,971	13,607
16	1.33-1.34	7,29	6,158	2,978	10,21
17	1.34-1.35	6,08	5,128	2,481	8,511
18	1.35-1.36	4,46	3,759	1,819	6,243
19	1.36-1.37	1,22	2,733	1,323	4,541
20	1.37-1.38	13,75	2,049	0,992	3,406
21	1.38-1.39	5,25	1,024	0,496	1,703
22	1.4-1.29	1,62	11,7	5,633	19,251
23	1.4-1.5	9,29	11,674	5,63	19,214
24	1.45-1.46	7,27	6,154	2,977	10,182
25	1.46-1.47	2,42	4,442	2,15	7,355

Продовження таблиці 3.18

1	2	3	4	5	6
26	1.47-1.48	18,83	2,732	1,323	4,527
27	1.48-1.49	15,94	1,366	0,661	2,264
28	1.5-1.12	13,05	3,767	1,82	6,212
29	1.5-1.6	8,23	7,886	3,807	13,003
30	1.6-1.7	4,46	7,535	3,64	12,439
31	1.7-1.45	1,22	6,16	2,978	10,182
32	2.1-2.2	13,75	13,495	6,466	21,651
33	2.10-2.11	5,25	1,707	0,827	2,785
34	2.11-2.12	1,62	0,341	0,165	0,557
35	2.2-2.3	9,29	13,458	6,462	21,651
36	2.3-2.4	7,27	13,42	6,458	21,651
37	2.4-2.5	2,42	11,334	5,462	18,335
38	2.5-2.6	18,83	9,258	4,468	15,012
39	2.6-2.7	15,94	7,192	3,474	11,683
40	2.7-2.8	13,05	5,816	2,812	9,461
41	2.8-2.9	5,33	3,760	1,819	6,125
42	2.9-2.10	4,36	3,075	1,488	5,012
43	3.1-3.2	6,68	4,791	2,316	7,686
44	3.2-3.3	6,21	4,445	2,15	7,137
45	3.3-3.4	1,75	3,757	1,819	6,04
46	3.4-3.5	3,34	2,391	1,157	3,844
47	3.5-3.6	1,91	1,366	0,661	2,197
48	ТП-1.1	75,40	160,231	76,618	256,354
49	ТП-2.1	18,83	13,533	6,469	21,651
50	ТП-3.1	5,49	4,795	2,316	7,686

У табл. 3.19 наведені значення розрахунків рівнів напруги у мережі 0,4 кВ ТП-804, для режиму нічного мінімуму навантажень за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

Таблиця 3.19 – Напруга у вузлах мережі 0,4 кВ ТП-804

№ п/п	Вузол навантаження	Напруга, кВ	Відхилення напруги, %
1	2	3	4
1	н 1.1	0,396	4,04
2	н 1.15	0,388	2,06
3	н 1.16	0,388	2,06
4	н 1.17	0,388	2,06
5	н 1.18	0,388	2,06
6	н 1.19	0,388	2,06
7	н 1.2	0,391	2,81
8	н 1.20	0,388	2,06
9	н 1.29	0,389	2,31
10	н 1.3	0,390	2,56
11	н 1.30	0,388	2,06
12	н 1.31	0,388	2,06
13	н 1.32	0,387	1,81
14	н 1.33	0,387	1,81
15	н 1.34	0,386	1,55
16	н 1.35	0,386	1,55
17	н 1.36	0,386	1,55
18	н 1.37	0,386	1,55
19	н 1.38	0,386	1,55
20	н 1.39	0,386	1,55
21	н 1.4	0,389	2,31

Продовження таблиці 3.19

1	2	3	4
22	н 1.46	0,387	1,81
23	н 1.47	0,387	1,81
24	н 1.48	0,387	1,81
25	н 1.49	0,387	1,81
26	н 1.6	0,388	2,06
27	н 1.7	0,388	2,06
28	н 2.10	0,393	3,31
29	н 2.11	0,393	3,31
30	н 2.12	0,393	3,31
31	н 2.4	0,396	4,04
32	н 2.5	0,395	3,80
33	н 2.6	0,395	3,80
34	н 2.7	0,394	3,55
35	н 2.8	0,394	3,55
36	н 2.9	0,393	3,31
37	н 3.2	0,399	4,76
38	н 3.3	0,399	4,76
39	н 3.4	0,399	4,76
40	н 3.5	0,399	4,76
41	н 3.6	0,399	4,76

На рис. 3.12 зображено графік залежності навантаження від зміни часу доби для мережі 0,4 кВТ ТП-804 за умови встановлення автоматизованих вузлів індукційного нагріву (ВЕНА) потужністю 100 кВТ.

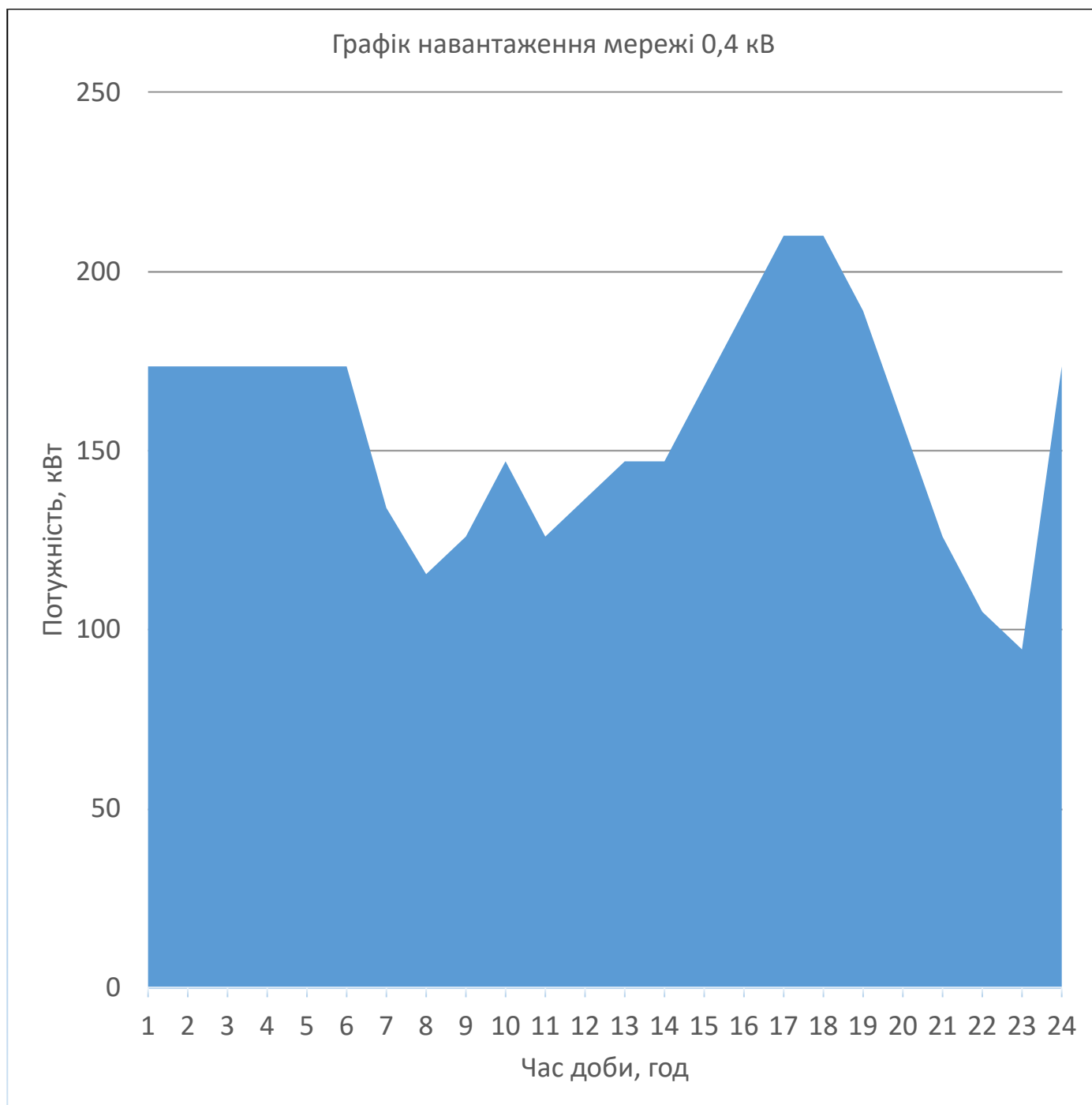


Рисунок 3.12 – Графік добового навантаження мережі 0,4 кВ ТП-804 за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н1.2.

На рис. 3.13 зображено графік залежності навантаження від часу доби для мережі 10 кВ, за умови встановлення в п.1.2 схеми мережі 0,4 кВ ТП-804 (яка у свою чергу живиться від даної мережі 10 кВ) автоматизованих вузлів індукційного нагріву (ВЕНА) потужністю 100 кВт.

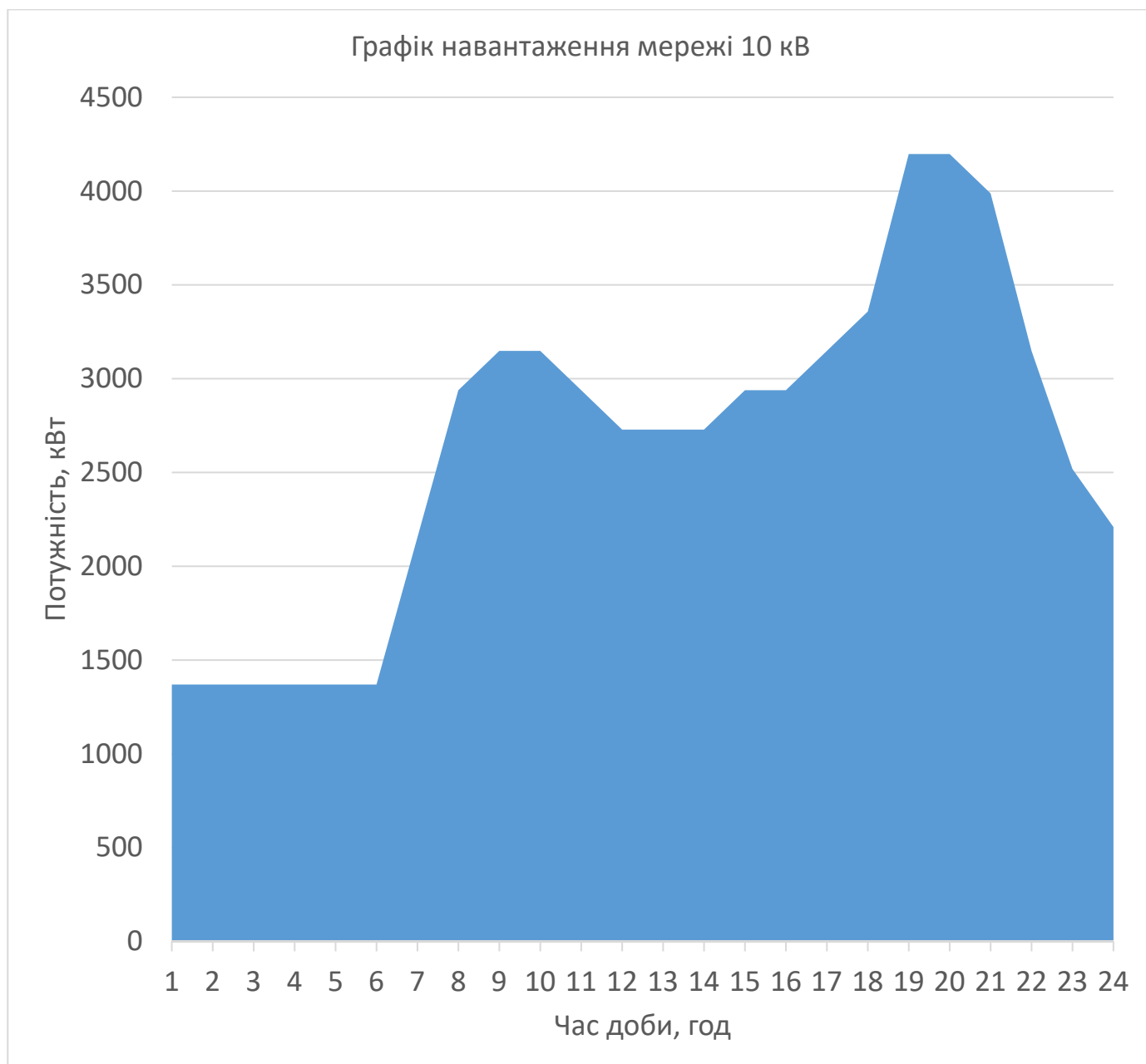


Рисунок 3.13 – Графік добового навантаження мережі 10 кВ за умови встановлення вузлів індукційного нагрівання у пункті н.1.2. схеми мережі 0,4 кВ ТП-804

Для наглядного аналізу зміни графіків навантаження мереж, після встановлення автоматизованих вузлів індукційного нагрівання, у розрізі однієї доби були побудовані зведені порівняльні графіки навантаження. Зведені порівняльні графіки навантаження зображені на рисунку 3.14 і рисунку 3.15

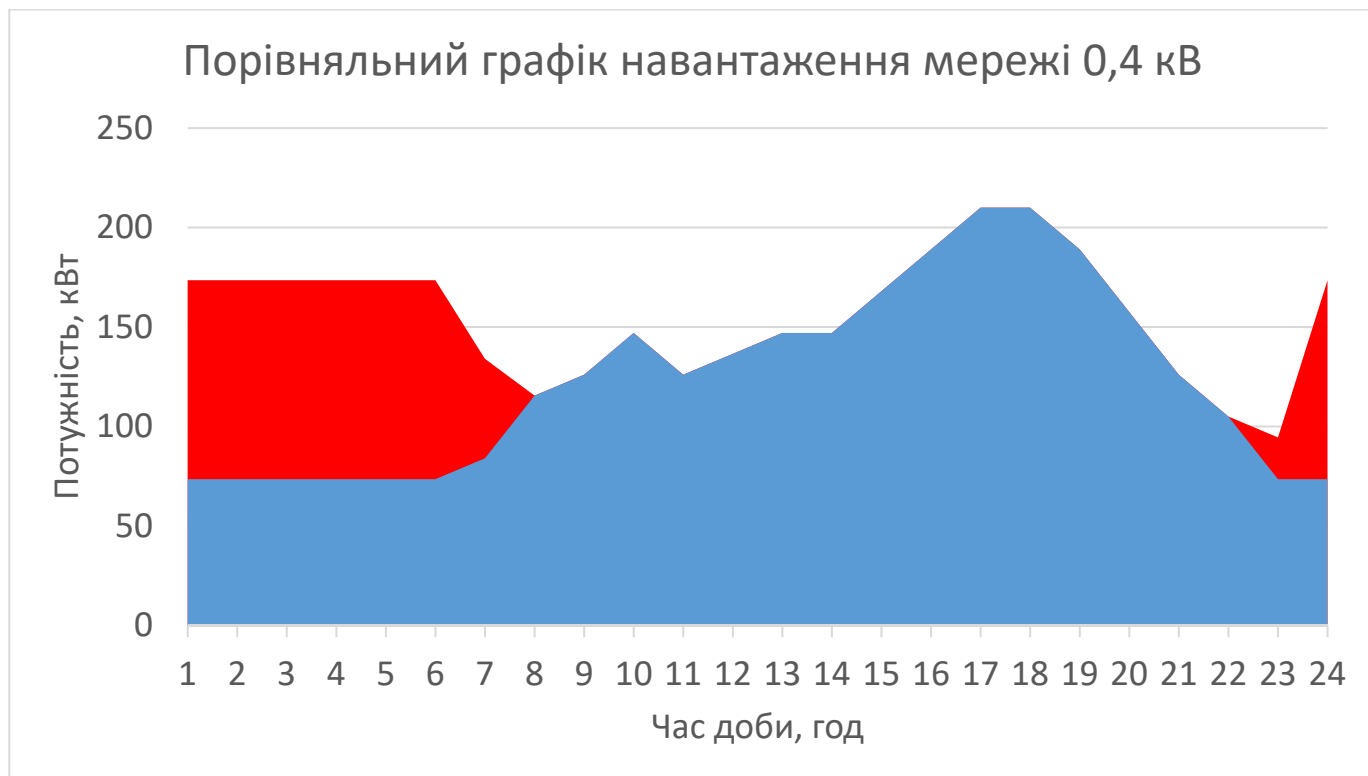


Рисунок 3.14 – Порівняльний графік добового навантаження мережі 0,4 кВ

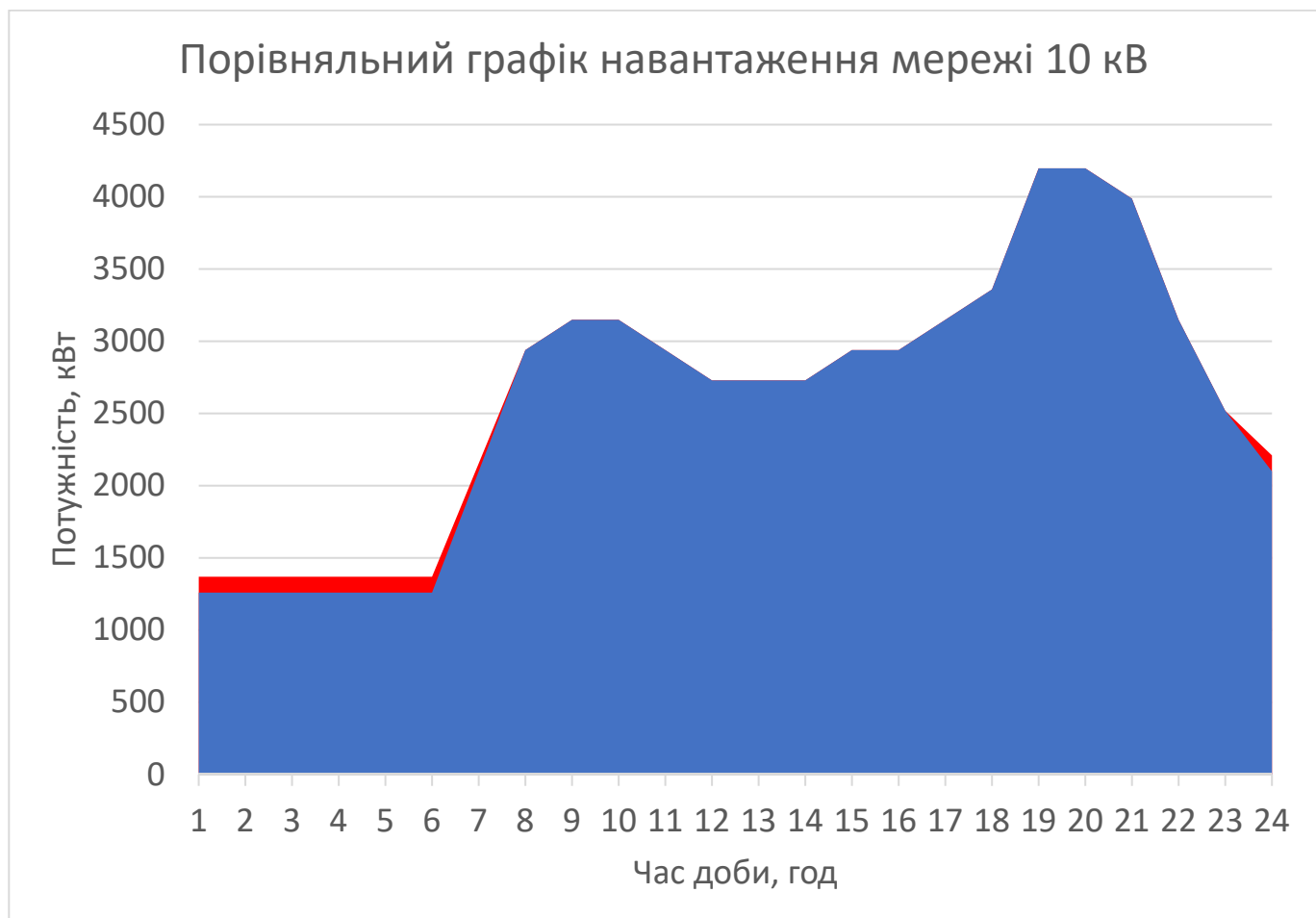


Рисунок 3.15 – Порівняльний графік добового навантаження мережі 10 кВ

На рис. 3.14 і рис. 3.15 червоним позначено зміну графіку добового навантаження при встановленні вузла індукційного нагріву у пункті н.1.2. мережі 0,4 кВ ТП-804, яка у свою чергу отримує живлення від мережі 10 кВ.

Як видно з рис 3.14 встановлення у вузлі навантаження н.1.2 мережі 0,4 кВ ТП-804 автоматизованого вузла індукційного нагріву, що працює в години мінімальних і напівпікових навантажень призводить до кардинальної зміни графіку навантажень мережі 0,4 кВ ТП-804. У графіку мережі 0,4 кВ суттєво зменшується розрив між вечірнім піком навантаження і нічним мінімумом, відбувається так зване ущільнення графіку.

Зміна добового навантаження мережі 0,4 кВ ТП-804 викликає відповідно зміну графіку добового навантаження мережі 10 кВ, яка є для неї живильною. Як видно з рис. 3.15 встановлення у вузлі навантаження н.1.2 мережі 0,4 кВ ТП-804 автоматизованого вузла індукційного нагріву, що працює в години мінімальних і напівпікових навантажень призводить до часткової зміни графіку навантажень мережі 10 кВ. Відбувається часткове зменшення розриву між вечірнім піком і нічним мінімумом навантаження.

Висновки до розділу 3

В розділі проведено моделювання роботи електричних мереж напругою 10 кВ і 0,4 кВ при різних рівнях електричного навантаження в різний час доби за умов відсутності і наявності в пункті навантаження н.1.2 мережі 0,4 кВ ТП-804, що відповідає загальноосвітній школі, автоматизованого вузла електроіндукційного нагріву з акумуляцією тепла. В результаті розрахунків виявлено позитивний вплив встановлення даного вузла на зменшення розриву між піком і мінімумом навантаження в графіках електричних навантажень електричних мереж напругою 10 кВ і 0,4 кВ.

ВИСНОВКИ

Графіки навантаження енергосистем України характеризуються істотною неоднорідністю, зокрема зростаючою різницею між максимальним та мінімальним добовим навантаженням. У поєднанні з дефіцитом доступної маневреної потужності в ОЕС України, це обумовлює необхідність пошуку додаткових засобів регулювання графіків електричних навантажень.

Системне впровадження автоматизованих вузлів електроіндукційного нагріву, у якості споживачів регуляторів дозволить отримати в диспетчерське управління регульоване навантаження з малим ступенем дискретизації що виступить у якості швидкодіючого інструменту для автоматичного регулювання частоти і потужності.

У зв'язку з певними економічними і технологічними труднощами, що склалися у галузі теплопостачання, запропоноване рішення також може ефективно вирішити не тільки проблеми вирівнювання графіку навантаження ОЕС України, а і дозволить частково полегшити соціально-економічні завдання зниження витрат на забезпечення споживачів теплом і гарячою водою.

При лібералізації енергетичного ринку України та переході на нову його модель, наявність системи надасть технічну можливість і стане механізмом ефективної роботи практично на всіх його сегментах як для споживачів, так і для інших його учасників. Також, впровадження розглянутої системи зробить можливим підключення до мереж ОЕС України додаткових потужностей ВЕС і СЕС.

В результаті проведення імітаційного моделювання роботи електричних мереж напругою 10 кВ і 0,4 кВ в різний час доби за умов наявності в пунктах навантаження, автоматизованого вузла електроіндукційного нагріву з акумуляцією тепла, в добових графіках навантажень виявлено позитивний вплив встановлення даного вузла на зменшення розриву між максимумом і мінімумом споживання електричної енергії.